

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Desenvolvimento de Projeto de Linha Aérea de Alta Tensão – Viabilidade Técnica do Uso de Condutores de Alta Temperatura

João António Santos Costa Verde

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Catedrático António Machado e Moura

Co-orientador: Engenheiro António Bernardino Coelho

26 de Julho de 2016

Resumo

No âmbito da redação da dissertação “Desenvolvimento de Projeto de Linha Aérea de Alta Tensão – Viabilidade Técnica do Uso de Condutores de Alta Temperatura”, sugerida pela EDP-Distribuição, empresa onde foi realizado um estágio curricular, o primeiro objetivo colocado foi a elaboração de um projeto de linha aérea de alta tensão de 60 kV, que permitirá interligar a segunda ligação do Parque Eólico de São Macário ao Posto de Corte de Cabril, na localidade de Cinfães. Deste modo, foi necessário fazer uma descrição detalhada de todas as soluções adotadas e uma justificação de todos os cálculos elétricos e mecânicos realizados.

O projeto foi elaborado segundo as diretrizes do Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão, no que respeita ao seu traçado de linha e de altimetria, assim como, a sua localização dos apoios e garantia das distâncias mínimas entre os constituintes da linha.

Após a realização do projeto, o passo seguinte foi testar a viabilidade técnica da colocação de cabos condutores de alta temperatura para efeitos de *uprating* da linha. Portanto, partindo do projeto realizado na primeira parte, substituíram-se os cabos convencionais, por uma solução de condutores com núcleo compósito, capaz de operar a elevadas temperaturas e com vantagens a curto prazo para a região.

O trabalho foi realizado com recurso ao software de cálculo *Microsoft Office Excel* e ao programa "Clinhas" da EDP.

Abstract

In the context of the “Development of High Voltage Overhead Line Project - Technical Viability of the Use of High Temperature Low Sag Conductors” dissertation, suggested by EDP-Distribuição, where the graduate traineeship was conducted, the first goal was to elaborate a high voltage overhead line project at 60 kV, which will link São Macário’s Wind Farm Second Connection to Cabril Switching Station, in Cinfães. In order to do that, it was necessary to make a detailed description of all the adopted solutions and support every electrical and mechanical calculations made.

This project follows the guidelines of Portugal’s High Voltage Electrical Lines Security Regulation, regarding the height and drawing of the lines, the supports’ minimum distance required and their location.

After finishing the project, the next step was to analyse the technical viability of the placement of the high temperature low sag conductors in order to uprate the line. So, using the project made in the first part, the conventional cables were replaced by a solution of composite core conductors, capable of operating at high temperatures and with short term advantages for the region.

This investigation was done with Microsoft Office Excel software and EDP’s “CLinhas” program.

Agradecimentos

Antes de mais, queria salientar a importância de todos aqueles que me acompanharam na minha vida académica, pois todo o apoio prestado foi, sem dúvida, o meu alicerce neste projeto.

Em primeiro lugar, agradeço aos meus pais e ao meu irmão, pois sem eles nada disto teria sido possível. Foram eles os impulsionadores desta grande fase que vivencio.

Quero também prestar o meu mais sincero agradecimento ao meu orientador, o Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura, pela sua disponibilidade e profissionalismo, pelo seu rigor e ajuda prestada, será um dos meus exemplos para o futuro.

Ao Engenheiro Bernardino Coelho, o meu muito obrigado, pela paciência e pelo acompanhamento nestes 4 meses, todos os conhecimentos que me transmitiu permitiram e potenciaram a minha evolução técnica. A toda a Equipa do Departamento de Projeto e Construção de Linhas Aéreas da EDP-Distribuição, o meu agradecimento por terem contribuído para uma integração rápida na empresa.

Deixo também um agradecimento muito especial a minha família e amigos mais próximos, André , Nelson , Bicho , Gonçalo , Valter e Barros.

Por último, agradeço à Rita, o meu mais fiel obrigado, que para além de namorada, foi e é a minha melhor amiga.

Todos, sem exceção foram muito importantes para que chegasse ao fim desta etapa. Portanto, a todos vocês, obrigado por todos os momentos.

João António Santos Costa Verde

*“Talvez não tenha conseguido fazer o melhor,
mas lutei para que o melhor fosse feito.
Não sou o que deveria ser,
mas Graças a Deus, não sou o que era antes. ”*

Marthin Luther King

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento Legal do Projeto	1
1.2	Motivações para a Primeira Parte da Dissertação	1
1.3	Motivações para a Segunda parte da Dissertação	2
1.4	Organização do Documento	3
2	Generalidades de Projetos de Linhas Aéreas	5
2.1	Evolução Histórica dos Projetos	5
2.2	Sistema de Informação Técnica - Design Maganer	9
2.3	Fases do Projeto Linha Aérea AT de Transmissão de Energia	10
2.3.1	Pré-Estudo	10
2.3.2	Estudo	11
2.3.3	Indemnizações aos Proprietários	13
2.3.4	Levantamento Topográfico	13
2.3.5	Definição do Traçado Final	14
2.3.6	Preparação e Elaboração do Projeto	14
2.3.7	Licenciamento	15
2.3.8	Construção	15
2.4	Elementos Constituintes das Linhas Aéreas	16
2.4.1	Isoladores	17
2.4.2	Cabos Condutores	19
2.4.3	Cabos de Guarda	20
2.4.4	Apoios	21
2.4.5	Armações	24
2.4.6	Fundações	25
2.4.7	Balizagem Aeronáutica	25
2.4.8	Dispositivos de Proteção à Avifauna	27
2.4.9	Conjuntos Sinaléticos	28
2.4.10	Amortecedores de Vibração	29
2.4.11	Instrumentos de Fixação	31
2.4.12	Sistemas de Ligação à Terra	32
3	Cálculo Elétrico	35
3.1	Intensidade de Corrente de Serviço	35
3.2	Resistência Elétrica	36
3.3	Perdas de Energia	36
3.4	Coeficiente de Auto-Indução	37
3.5	Distância Geométrica entre Fases	38

3.6	Reactância Elétrica	38
3.7	Queda de Tensão	39
4	Cálculo Mecânico	41
4.1	Introdução	41
4.2	Tensões Mecânicas Máximas	42
4.3	Estados Atmosféricos	43
4.3.1	Estado de Inverno	43
4.3.2	Estado de Primavera	43
4.3.3	Estado de Verão	43
4.3.4	Ação da Temperatura	44
4.4	Forças Exercidas pelos Agentes Atmosféricos e pelos Cabos	44
4.4.1	Ação do Peso Próprio do Cabo	45
4.4.2	Ação do Vento	45
4.4.3	Ação do Gelo Sobre os Cabos Condutores e Cabos de Guarda	47
4.5	Coeficiente de Sobrecarga	48
4.6	Equação dos Estados	49
4.7	Determinação da Tensão de Montagem	50
4.7.1	Vão Crítico	50
4.7.2	Vão Equivalente Fictício	51
4.7.3	Estado Mais Desfavorável	52
4.8	Curvas das Linhas e Cálculo das Flechas	53
4.8.1	Vãos em patamar	55
4.8.2	Vãos em desnível	55
4.9	Desvio Transversal nas Cadeias de Isoladores	57
4.10	Ângulo dos Condutores nas Fixações	59
4.11	Distâncias de Segurança Regulamentares	60
4.11.1	Distância dos Condutores ao Solo	61
4.11.2	Distância dos Condutores a Obstáculos Diversos	61
4.11.3	Distância entre os Condutores	62
4.11.4	Distância entre os Condutores e os Cabos de Guarda	63
4.11.5	Distância entre os Condutores e os Apoios	63
4.11.6	Distância dos Condutores aos Cursos de Água não Navegáveis	63
4.11.7	Distância entre Linhas Aéreas	64
4.11.8	Distância entre as Linhas de Alta Tensão e as Linhas de telecomunicação	64
5	Projeto de Linha Aérea e Subterrâneo de Alta Tensão - Memória Descritiva e Justificativa	65
5.1	Caraterísticas da Linha Aérea	65
5.1.1	Escolha do Cabo Condutor	65
5.1.2	Escolha do Cabo de Guarda	66
5.2	Caraterísticas do Troço Subterrâneo	66
5.2.1	Escolha do Cabo Subterrâneo	67
5.3	Escolha da Cadeia de Isoladores	68
5.4	Calculo Mecânico	68
5.4.1	Tensões Mecânicas Máximas	68
5.4.2	Ação dos Agentes Atmosféricos Sobre as Linhas Aéreas	69
5.4.3	Coeficiente de Sobrecarga	71
5.4.4	Determinação do Estado Mais Desfavorável	72

5.4.5	Parâmetro da Catenária e Flecha Máxima	73
5.4.6	Verificação da Distância entre os Condutores	77
5.4.7	Verificação da Distância dos Condutores ao Solo	78
5.4.8	Cruzamento com Linhas Aéreas Existentes	78
5.4.9	Balizagem Diurna	79
5.4.10	Desvio Transversal nas Cadeias de Isoladores	80
5.5	Ângulo dos Condutores nas Fixações	81
5.6	Estabilidade dos Apoios	81
5.6.1	Apoios Fim-de-Linha	82
5.6.2	Apoios de Alinhamento	84
5.6.3	Apoios de Ângulo	87
5.6.4	Apoio de Reforço	89
5.7	Mapa de Quantidades	91
5.8	Cálculo Elétrico	93
5.8.1	Intensidade de Corrente de Serviço	93
5.8.2	Resistência Elétrica	93
5.8.3	Perdas de energia	93
5.8.4	Distância geométrica entre fases	94
5.8.5	Queda de Tensão	95
5.9	Campo Eletromagnético	97
5.9.1	Cálculo do Campo Elétrico	97
5.9.2	Cálculo do Campo Magnético	97
6	Descrição dos Cabos com Núcleo Compósito de Alta Temperatura	99
6.1	Inconveniências do Cabo ACSR	100
6.2	Constituição dos Cabos de Alta Temperatura	100
6.2.1	Cabo ACCC	100
6.2.2	Cabo ACCR	102
6.3	Acessórios dos Cabos	104
6.4	Efeito do Gelo	104
6.5	Comportamento Térmico	105
6.6	Cálculo Mecânico	107
6.7	Cálculo Térmico	108
7	Caso de Estudo - Aplicação dos Cabos com Núcleo Compósito	111
7.1	Objetivo	111
7.2	Características da Linha	112
7.2.1	Escolha do Cabo ACCC	112
7.2.2	Escolha do Cabo ACCR	114
7.3	Calculo Térmico	114
7.4	Dimensionamento Apoios	116
7.5	Cálculo Mecânico	116
7.5.1	Tensões Mecânicas Máximas	116
7.5.2	Ação dos Agentes Atmosféricos Sobre as Linhas Aéreas	117
7.5.3	Coeficiente de Sobrecarga	118
7.5.4	Determinação do Estado Mais Desfavorável	118
7.5.5	Parâmetro da Catenária e Flecha Máxima	119
7.6	Calculo Elétrico	124
7.7	Análise Final - Escolha do Cabo	127

8	Conclusões e Trabalhos Futuros	129
8.1	Conclusões	129
8.2	Trabalhos Futuros	131
A	Planta e Perfil da Linha	133
B	Isolador E100-127	139
C	Parâmetro e Flechas máximas - Parte 1	141
D	Distância entre condutores - Parte 1	143
E	Esforços nos Apoios- Parte 1	145
F	Desvio Transversal das Cadeias de Suspensão- Parte 1	147
G	Ângulos dos condutores nas fixações- Parte 1	149
H	Esforços nos Apoios- Parte 2	151
I	Flechas máximas - Parte 2	153
	Referências	155

Lista de Figuras

2.1	Representação dos primeiros levantamentos topográficos.	6
2.2	Esboço realizado pelos topógrafos.	6
2.3	Tabelas de tração de montagem.	7
2.4	Acrílico de desenho das catenárias.	8
2.5	Esquemático de altura de apoios e representação de réguas com escala.	8
2.6	Ferramenta SIT-DM.	10
2.7	Representação da área de intervenção.	11
2.8	Formas geográficas para avaliar o local do projeto.	12
2.9	Levantamento Topográfico no terreno.	14
2.10	Linha elétrica aérea segundo normalização internacional [1].	17
2.11	Cadeia de isoladores de suspensão. [2]	18
2.12	Cadeia de isoladores de amarração. [2]	19
2.13	Estrutura interna do cabo OPGW [3].	20
2.14	Exemplificação das possíveis descargas atmosféricas nas linhas [4].	21
2.15	Apoio com função de alinhamento.	22
2.16	Apoio com função de derivação.	22
2.17	Apoio com função de ângulo.	23
2.18	Exemplo de um apoio com função de fim-de-linha.	23
2.19	Exemplo de um apoio com função de reforço em alinhamento.	23
2.20	Esquemas dos tipos de armações [5].	24
2.21	Esquema da fundação do apoio metálico F20 [6].	25
2.22	Esquema de uma linha com balizagem [7].	26
2.23	Representação dos Bird Flight Diverte [8].	28
2.24	Representação dos Firefly Bird Flappers [8].	28
2.25	Conjunto sinalético de um apoio. [9].	29
2.26	Vista frontal do amortecedor do tipo Stockbridge [1]	30
2.27	Colocação dos amortecedores nas linhas [1].	30
2.28	Representação de uma pinça de amarração [10].	31
2.29	Representação de uma pinça de suspensão [10].	32
2.30	Postes de betão armado - ligações à terra [1].	32
2.31	Postes metálicos - ligações à terra [1].	33
3.1	Representação de um poste do tipo F [6].	38
4.1	Forças exercidas pelos agentes atmosféricos no cabo.	44
4.2	Geometria de cabo usado em linhas aéreas[11].	46
4.3	Fluxograma do estado mais desfavorável [12].	52
4.4	Representação da curva catenária e da parábola [13].	54

4.5	Representação de um vão em patamar [12].	55
4.6	Representação de um vão em desnível [12].	56
4.7	Desvio transversal da cadeia de isoladores.	57
4.8	Distâncias para o cálculo do peso real dos condutores em cada apoio - caso 1 [14].	58
4.9	Distâncias para o cálculo do peso real dos condutores em cada apoio - caso 2 [14].	59
4.10	Ângulo δ formado pelos condutores no ponto de fixação à cadeia de suspensão. .	60
5.1	Composição do cabo LXHIOLE [15].	67
5.2	Vão em desnível.	74
5.3	Eixos de aplicação das forças atuantes no apoio. [16]	82
5.4	Esquema de um apoio em alinhamento [16].	84
5.5	Esquema de um apoio em ângulo [16]	87
5.6	Topos dos apoios metálicos da serie F com cabeça aberta e respectivas distâncias dos pontos de fixação, expressas em metros [6].	94
6.1	Representação da alma do cabo ACCC [17].	101
6.2	Constituição e comparação entre o cabo ACCC e o cabo ACSR [18].	101
6.3	Representação do núcleo ACCR [19].	103
6.4	Geometria da coroa exterior do cabo ACCR [20].	103
6.5	Acessório de fixação [18].	104
6.6	Efeitos sobre a flecha durante a mudança do ponto de temperatura de joelho [21].	106
6.7	Ferramenta para o cálculo da equação de equilíbrio de Kuipers-Brown.	110
7.1	Dados dos cabos ACCC fornecidos pelo fabricante.	113
7.2	Variação da flecha com o aumento da temperatura no vão 16-17.	121
7.3	Comparação das flechas máximas dos cabos no cantão 7.	122
7.4	Variação da flecha com o aumento da temperatura no vão 10-11.	123
7.5	Variação da flecha com o aumento da temperatura no vão 36-37.	124
7.6	Porcentagem das perdas de potência na linha.	126
7.7	Quedas de tensão na linha.	126

Lista de Tabelas

4.1	Temperaturas de acordo com os seus estados atmosféricos.	44
4.2	Coeficiente de forma para os cabos condutores e cabos de guarda.	46
4.3	Pressão dinâmica do vento de acordo com a altura ao solo.	47
4.4	zonas de altitude superior a 600 m relativamente ao nível do mar.	47
4.5	Valores da espessura do gelo consoante a altitude da linha.	48
5.1	Características do cabo ACSR 160 [11].	66
5.2	Características do cabo OPGW AS/AA 32/113 [11].	66
5.3	Características do cabo LXHIOLE 400/135 [15].	68
5.4	Caraterísticas dos isoladores.	68
5.5	Tensão mecânica máxima de serviço dos cabos condutores e dos cabos de guarda.	69
5.6	Força do vento nos estados atmosféricos de Inverno e Primavera.	70
5.7	Coeficiente de sobrecarga para os diferentes estados atmosféricos.	72
5.8	Constituição do cantão nº7.	73
5.9	Estado teste para o cabo condutor.	74
5.10	Estado teste para o cabo de guarda.	76
5.11	Mapa de Quantidades da linha.	92
5.12	Limites de exposição dos campos eletromagnéticos.	97
7.1	Características dos tipos de cabos ACCC: <i>Helsinki e Rovinj</i>	113
7.2	Características do cabo ACCR <i>Ostrich</i>	114
7.3	Dados para o cálculo térmico.	115
7.4	Temperaturas reais dos cabos.	115
7.5	Dados do cálculo elétrico dos cabos.	125

Abreviaturas e Símbolos

Lista de Abreviaturas:

ACSR	<i>Aluminium Cable Steel Reinforced</i>
AT	Alta Tensão
ACCC	<i>Aluminium Conductor Composite Core</i>
ACCR	<i>Aluminium Conductor Composite Reinforced</i>
AGS	<i>Armoured Grip Suspension</i>
BFD	<i>Bird Flight Diverter</i>
BT	Baixa Tensão
EDP	Energias de Portugal
FBF	<i>Firefly Bird Flappers</i>
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
ICNF	Instituto de Conservação da Natureza e das Florestas
LXHIOLE	Cabo Subterrâneo
MT	Média Tensão
MAT	Muito Alta Tensão
OPGW	<i>Optical Power Ground Wire</i>
RND	Rede Nacional de Distribuição
REN	Redes Energéticas de Portugal
RSLEAT	Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SIT-DM	Sistema de Informação Técnica - Design Maganer
SCADA	Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados

Lista de símbolos:

F_v	Força exercida pelo vento
F_{v1}	Força exercida pelo vento no estado de Inverno
F_{v2}	Força exercida pelo vento no estado de Primavera
L_{cr}	Vão Crítico
L_{eq}	Vão Equivalente
m_1	Coeficiente de Sobrecarga no Estado de Inverno
m_2	Coeficiente de Sobrecarga no Estado de Primavera
P	Parâmetro da curva
t_{max}	Tensão máxima de tração
t_{maxCD}	Tensão máxima de tração do cabo condutor
t_{maxCG}	Tensão máxima de tração do cabo de guarda
t_{serv}	Tensão mecânica máxima de serviço
T_{CD_x}	Tensão do cabo condutor segundo o eixo x
T_{CG_x}	Tensão do cabo de guarda segundo o eixo x
T_{CD_y}	Tensão do cabo condutor segundo o eixo y
T_{CG_y}	Tensão do cabo de guarda segundo o eixo y
$T_{CD_saida_portico}$	Tensão mecânica do cabo condutor à saída da subestação
$T_{CG_saida_portico}$	Tensão mecânica do cabo de guarda à saída da subestação
$F_{V_CD_y}$	Força exercida pelo vento sobre o cabo condutor
$F_{V_CG_y}$	Força exercida pelo vento sobre o cabo de guarda
$F_{V_Isoladores}$	Força exercida pelo vento sobre uma cadeia de isoladores
$F_{V_CD_saida_portico}$	Força exercida pelo vento sobre o cabo condutor à saída do pórtico
$F_{V_CG_saida_portico}$	Força exercida pelo vento sobre o cabo de guarda à saída do pórtico
$P_{Isoladores}$	Peso da cadeia de isoladores
P_{CD}	Peso do cabo condutor
P_{CG}	Peso do cabo de guarda
t_{serv_vao1}	Tração máxima no vão à esquerda
t_{serv_vao2}	Tração máxima no vão à direita
$vao1$	Comprimento do vão à esquerda
$vao2$	Comprimento do vão à direita
φ	Ângulo entre condutores
β	Ângulo que a direção do vento faz com a linha
α_1	Ângulo complementar daquele formado entre condutores
F_H	Força horizontal
F_V	Força vertical
U_N	Tensão nominal
α	Coeficiente de redução
α_d	Coeficiente de dilatação térmica do cabo
σ	Secção do cabo
c	Coeficiente de forma
q	Pressão dinâmica do vento
d	Diâmetro do cabo
E	Modulo de Young

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento Legal do Projeto

Desde que começaram a surgir os primeiros mecanismos elétricos no século XIX, a eletricidade assume cada vez mais um papel importante, sendo um dos bens mais valiosos que a ciência fornece e um elemento fundamental no quotidiano do indivíduo.

Assim, o seu uso profuso e a sua larga distribuição geográfica tornou essencial a existência de sistemas de energia eficazes na distribuição da energia, desde os seus pontos produtores, até aos consumidores.

O uso de linhas aéreas é a forma mais económica para se fazer o transporte e a distribuição da energia elétrica. As linhas estão sujeitas a condições variáveis de temperatura, como o vento e o gelo ao longo do ano, o que requer uma especial atenção no modo como os condutores se vão comportar perante estas ações.

O projeto de linhas elétricas é um problema complexo, quer a nível técnico como a nível social, devendo cumprir determinadas normas, leis, regulamentos e portarias impostas por legislação. Desta forma, o projeto realizado obedece ao disposto no Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão, decreto Regulamentar nº 1/92, de 18 de Fevereiro.

Portanto, existe assim segurança e qualidade de serviço, tanto na construção da linha, como depois, quando esta estiver em funcionamento, contribuindo assim para a redução dos impactos que poderá trazer à sociedade.

1.2 Motivações para a Primeira Parte da Dissertação

As linhas de transmissão são estruturas físicas, instaladas no meio ambiente, que as submete a situações de vento, chuva, gelo, neve, luz solar e poluição. Além destas condições, as mesmas estruturas estão em contacto próximo com os seres humanos.

Deste modo, as linhas devem ser projetadas de forma a minimizar ao máximo os impactos ambientais, colaborando na prevenção dos danos que esta possa trazer para a sociedade. Assim, um projeção segura, fiável e eficiente do projetista é extremamente fundamental.

Posto isto, o objetivo da primeira parte da dissertação foi a realização de um projeto de Linha Aérea de Alta Tensão, com o aprofundamento e consolidação de todos os conhecimentos relativos às normas de segurança de construção. Sendo assim, há uma justificação de todas as decisões tomadas e levada a cabo durante o projeto, explicando-se, também, os cálculos realizados que, de certo modo, conduziram ao dimensionamento mecânico e elétrico dos elementos constituintes da linha a ser projetada.

1.3 Motivações para a Segunda parte da Dissertação

Desde as primeiras linhas aéreas, que o aço é o constituinte principal do núcleo do condutor. Com o decorrer dos anos, houve a perceção de alguns inconvenientes que este material apresenta, como o seu comportamento a altas temperaturas e a sua corrosão [22].

Nas últimas décadas, o consumo de energia elétrica em Portugal tem vindo a aumentar acentuadamente. Contudo, a capacidade de transporte, em certos casos, não acompanhou o aumento de produção, pois, financeiramente, a reestruturação do sistema não compensava. Além disso, a construção de novas linhas, muitas vezes, apresenta-se como um processo complicado e dispendioso, levando à necessidade de adquirir permissões, licenças, contacto com os proprietários e, por último, o cumprimento de fatores ambientais.

Portanto, a pergunta de partida foi: Porque não criar condutores que operem a altas temperaturas e que permitam substituir os condutores convencionais existentes nas linhas aéreas?

A necessidade de aumentar a capacidade de transferência de energia nas linhas aéreas por métodos rentáveis e ecologicamente corretos está diretamente ligado com o aumento da corrente dos condutores. No entanto, isso só seria possível se substituísse o núcleo de aço por outros materiais com melhores características, sem a existência de mudanças na estrutura do sistema.

Consequentemente surgiram novos condutores que conseguem operar a altas temperaturas. Estes são constituídos por núcleos mais fortalecidos e mais leves, e também por coroas com alumínio adicional, sem penalidade de peso e diâmetro. Assim, devido ao seu eficiente comportamento térmico e mecânico, consegue-se transportar mais corrente, reduzir as flechas e melhorar a fiabilidade da rede.

Existem vários tipos de cabos que se desenvolveram com o intuito de melhorar a performance elétrica quando comparada com os condutores convencionais. Os cabos que vão ser objeto de análise são os cabos ACCR (*Aluminium Conductor Composite Reinforced*) e os ACCC (*Aluminium Conductor Composite Core*), que se caracterizam por terem um núcleo compósito na sua constituição, com vantagens comprovadas comparativamente com os cabos ACSR.

Estes cabos são significativamente mais dispendiosos, não sendo por isso recorrente o seu uso em novas linhas, não obstante oferecem vantagens económicas, quando se pretende fazer um melhoramento elétrico da linha existente.

Assim, o método levado a cabo na segunda parte desta dissertação foi a substituição dos condutores ACSR utilizados no projeto inicial, por condutores de tamanhos idênticos e materiais

alternativos, sem ser necessário efetuar qualquer alteração na configuração da linha. No fim faz-se uma seleção do condutor mais adequado para o *uprating* em questão.

1.4 Organização do Documento

Esta dissertação é constituída por 8 capítulos, estando estes organizados por vários objetos de estudo que serão analisados ao longo desta investigação.

No capítulo (1), analisa-se a importância do estudo dos projetos de linhas aéreas, bem como os objetivos, o enquadramento legal, as motivações e a metodologia utilizado ao longo desta tese.

No capítulo (2) é feito inicialmente uma referência à forma como os projetos evoluíram ao longo dos anos, sendo destacada a importância do progresso da tecnologia para obtenção de projetos mais sólidos e eficazes. Há também a apresentação do programa atual, na qual a EDP-Distribuição rege os seus projetos, assim como a descrição das várias fases pela qual a projeção de uma linha aérea de alta tensão passa. Por fim, salienta-se a informação relativa dos elementos constituintes das linhas, referenciando os seus alicerces teóricos e aspetos de construção.

No capítulo (3), estuda-se a importância da realização de um cálculo elétrico para as linhas aéreas, apresentando-se os parâmetros de funcionamento da linha, como a queda de tensão, as perdas de energia, a intensidade de corrente e outras constantes físicas pertinentes. Por último, destaca-se a viabilidade económica do cálculo realizado.

No capítulo (4), demonstra-se a teoria que envolve o cálculo mecânico de um projeto, dando predominância a todos os cálculos necessários para dimensionar as linhas, desde trações máximas e mínimas, forças do vento, coeficientes de sobrecarga, trações de montagens, flechas, esforços dos apoios, entre outros. Finalizando, demonstra-se todas as regras e distâncias mínimas regulamentares que tem que ser respeitadas, regidas pelo RSLEAT.

No capítulo (5), mostra-se a memória descritiva e justificativa do projeto de linha aérea de alta tensão que permitirá interligar a segunda ligação do Parque Eólico de S.Macário ao Posto de Corte de Cabril, na localidade de Cinfães, em Portugal. Ao longo do capítulo, faz-se uma comparação dos resultados conseguidos no programa realizado em “Excel” com os resultados obtidos com o programa “CLINHAS” e apresenta-se a resolução manual de todos os cálculos realizados ao longo do projeto.

No capítulo (6), faz-se uma introdução dos cabos com núcleo composto, expondo-se as suas comparações com o cabo ACSR. Destacam-se os seus processos de fabrico, as suas vantagens e desvantagens, o seu calculo mecânico e térmico e o modo de como se integram, em situações de substituição dos condutores, para aumento da capacidade de transporte.

No capítulo (7), foca-se os aspetos práticos para o caso de estudo em questão. Faz-se uma análise entre os cabos ACCC e ACCR, e escolhe-se aquele que mais se adequa à linha.

No capítulo (8), são expostas as principais conclusões de cada uma das partes do trabalho e apresentam-se algumas propostas para futuros desenvolvimentos nesta área.

No final do documento, são apresentadas as referências bibliográficas e os anexos.

Capítulo 2

Generalidades de Projetos de Linhas Aéreas

2.1 Evolução Histórica dos Projetos

Na atualidade, os projetos apresentam-se com um processo de elaboração muito diferente daquele que se verificou antigamente, pois, nessa época, como a tecnologia não estava tão desenvolvida e como não existiam computadores, todo o planeamento e dimensionamento do projeto era feito à mão [1].

Na fase do planeamento, os topógrafos e os projetistas recorriam a cartas militares, de forma a, definir os vários traçados iniciais. Além disso, visitavam permanentemente o terreno para conseguirem comprovar se havia uma coincidência do local com o definido, nomeadamente, a existência de obstáculos e a confirmação dos sítios com mudança de direção da linha.

Posteriormente, já escolhido o traçado final, começavam a realizar o levantamento topográfico com o auxílio dos aparelhos de medição que, na época, existiam. Assim, os topógrafos definiam a estação base, com o objetivo de referenciar os pontos que eram levantados. Contudo, quando não havia a possibilidade de uma visualização frontal, utilizavam uma estação móvel, que se deslocava para um determinado ponto, lendo essas mesma coordenadas e avançando para o ponto seguinte.

Relativamente à altura do terreno, a cota inicial era definida pela informação da carta militar e as restantes cotas eram determinadas pelo aparelho, uma vez que, este disponibilizava os valores das alturas face a ângulos horizontais e verticais, medidos por marcas geodésicas.

A figura (2.1) apresenta duas fotografias: uma caderneta taquiométrica (a) e uma estação (b) , ambas utilizadas nos projetos iniciais.

Depois, estes esboços eram enviados para os desenhadores, que recorrendo a um papel milimétrico, traçavam o perfil do terreno à escala, com as cotas identificadas e desenhavam a planta parcelar com o maior rigor possível, contendo toda a informação dos ângulos das linhas. Após esta fase, realizava-se os cálculos elétricos e mecânicos do projeto.

Na fase do dimensionamento do projeto, o grau de dificuldade para os projetistas era muito elevado, pois as máquinas de calcular existentes não eram muito desenvolvidas, o que impossibilitava a resolução de equações complexas, como a equação dos estados. De modo a solucionar este problema, os fabricantes dos cabos forneciam documentos técnicos para os diferentes cabos condutores, onde constavam os seguintes elementos [23] :

- Características técnicas do cabo utilizado;
- Tensões máximas de rotura e o seu respetivo coeficiente de segurança;
- Diversos escalões relacionados com os estados atmosféricos e com a presença de gelo;
- Tensões de montagem para o respetivo vão equivalente.

Assim, com estas informações, calculava-se facilmente o parâmetro da curva para cada cantão. A figura (2.3) apresenta três fotografias referentes às tabelas de tração de montagem.

AL-ACD 160 MM2

SEC. TEORICA (S1)=157,90 MM2 MOD. ELASTIC. (E)= 77500 KG/MM2 COMPOSICAO = 26x2,55 MM AL+7x2,00 MM ACO

DIAMETRO (D)= 16,32 MM CARGA ROTURA (R)= 4920,0 KG COEF. DIL. LINEAR (M)= 0,1900E-04 /°C

PESO ESP. LINEAR (W0)= 0,553 KG/M PESO ESP. VOL. (P0)= 0,0035 KG/CM3 RESIST. QUIMICA (20 °C)= 0,2130 J2/KM TMAX= 380,0 A

TENSÃO MÁXIMA 12,5 11,0 10,0 9,0 8,0 7,0 6,0 5,0 4,0 3,0

COEF. SEGURANÇA 2,5 2,6 3,1 3,5 3,9 4,5 5,2 6,2 7,8 10,4

ESCALAO 1

V2=18,75x1,0x1,0=18,75 KG/M2 $\bar{D}_L = -5$ M2=1,14 M2=0,632016 KG/M P2=0,004003 KG/CM3 PV2=0,00194 KG/CM3

V1=75,00x0,6x1,0=45,0 KG/M2 $\bar{D}_L = 15$ M1=1,66 M1=0,919320 KG/M P1=0,005827 KG/CM3 PV1=0,00465 KG/CM3

A < ACR $\bar{D} = 0,026988x2/T2 - 6,791174xT - 0,035134x2/TM2 + 6,791174xTM - 5$

A > ACR $\bar{D} = 0,026988x2/T2 - 6,791174xT - 0,074337x2/TM2 + 6,791174xTM + 15$

ESCALAO 2

V2=22,50x1,0x1,0=22,5 KG/M2 $\bar{D}_L = -5$ M2=1,20 M2=0,668810 KG/M P2=0,004206 KG/CM3 PV2=0,00233 KG/CM3

V1=90,00x0,6x1,0=54,0 KG/M2 $\bar{D}_L = 15$ M1=1,88 M1=1,042413 KG/M P1=0,006589 KG/CM3 PV1=0,00558 KG/CM3

A < ACR $\bar{D} = 0,026988x2/T2 - 6,791174xT - 0,038758x2/TM2 + 6,791174xTM - 5$

A > ACR $\bar{D} = 0,026988x2/T2 - 6,791174xT - 0,095210x2/TM2 + 6,791174xTM + 15$

ESCALAO 2 COM GELO DE 7MM

V2=22,50x1,0x1,0=22,5 KG/M2 $\bar{D}_L = -10$ M2=2,23 M2=1,231306 KG/M P2=0,007707 KG/CM3 PV2=0,00432 KG/CM3

V1=90,00x0,6x1,0=54,0 KG/M2 $\bar{D}_L = 15$ M1=1,88 M1=1,042413 KG/M P1=0,006589 KG/CM3 PV1=0,00558 KG/CM3

$\bar{D} = 0,026988x2/T2 - 6,791174xT - 0,133310x2/TM2 + 6,791174xTM + 10$

(a) Diferentes escalões com e sem presença de gelo das tabelas dos fabricantes



(b) Catálogo com as tabelas dos fabricantes

AL-ACD 160 MM2

T.MAX= 12,5 KG/CM2

ESCALAO 1

D= 16,32 MM V2= 18,75 KG/M2 M2= 1,14 W0=0,5530 KG/M

P0= 0,0035 KG/CM3 V1= 75,00 KG/M2 M1= 1,66 W0=0,5530 KG/M

W0=0,5530 KG/M

TENSÕES DE MONTAGEM

W0=0,5530 KG/M

ESCALAO 2

D= 16,32 MM V2= 22,50 KG/M2 M2= 1,20 W0=0,5530 KG/M

P0= 0,0035 KG/CM3 V1= 90,00 KG/M2 M1= 1,88 W0=0,5530 KG/M

W0=0,5530 KG/M

TENSÕES DE MONTAGEM

W0=0,5530 KG/M

ESCALAO 2 COM GELO DE 7MM

D= 16,32 MM V2= 22,50 KG/M2 M2= 2,23 W0=0,5530 KG/M

P0= 0,0035 KG/CM3 V1= 90,00 KG/M2 M1= 1,88 W0=0,5530 KG/M

W0=0,5530 KG/M

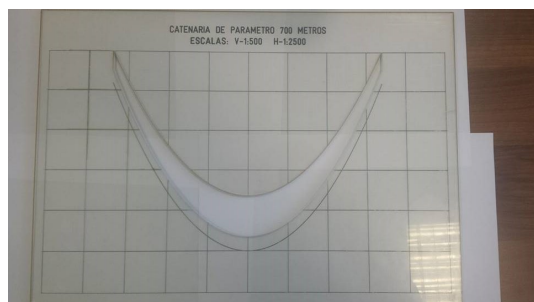
TENSÕES DE MONTAGEM

W0=0,5530 KG/M

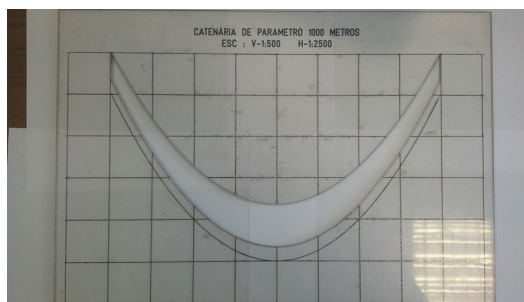
(c) Trações de montagem

Figura 2.3: Tabelas de tração de montagem.

Conhecido o parâmetro da curva, os projetistas tinham que desenhar a curva catenária e as alturas iniciais dos apoios no desenho milimétrico fornecido pelos desenhadores. Para isso, existiam dois tipos de acrílicos que facilitavam essa representação. Um dos acrílicos correspondia ao desenho da curva da catenária em função do valor calculado, sendo apenas necessário colocar o acrílico por cima do papel milimétrico e traçar a curva correspondente. Na figura (2.4) está demonstrado duas imagens com diferentes curvas catenárias.



(a) Curva catenária 700m



(b) Curva catenária 1000m

Figura 2.4: Acrílico de desenho das catenárias.

Quanto ao outro acrílico, este consistia numa esquematização com as diferentes alturas possíveis dos apoios. Importa ainda referir, que outra das formas de desenhar os tamanhos dos apoios era recorrendo a régulas com diferentes escalas, aplicação esta que é amplamente utilizada nos dias de hoje. Na figura (2.5) está representado as formas de desenho das alturas dos apoios e as régulas.

GS.e D S...

POSTE		
TIPO	ALT. TOTAL	ALT. ÚTIL
DS1	22.250	11.200
DS2	25.250	14.200
DS3	28.236	17.186
DS4	31.236	20.186
DS5	34.236	23.186
DS6	37.236	26.186
DS7	40.236	29.186
DS8	43.236	32.186
DS9	46.236	35.186

O POSTE G.S...
TEM AS MESMAS MEDIDAS,
MAS C/ MEIOS BRAÇOS.

2,45m

(a) Esquematização das alturas dos apoios



(b) Régulas com escala

Figura 2.5: Esquemático de altura de apoios e representação de régulas com escala.

Após desenho do esboço do projeto, dimensionava-se e escolhia-se os apoios, verificava-se o afastamento entre condutores, calculava-se o ângulo de inclinação das cadeias, entre outros aspetos. O grande entrave eram os infortúnios que aconteciam durante o dimensionamento, já que se uma condição não fosse satisfeita, teria que se voltar ao início e redesenhar tudo novamente.

Com a revolução tecnológica, o uso dos computadores foi massivamente empregue em quase todas as áreas científicas. Assim sendo, resultado desta evolução foi o aparecimento de programas computacionais de cálculo de linhas aéreas automáticos, trazendo consigo melhorias a nível da velocidade e da fiabilidade do processo, amenizando o projetista quanto à realização de cálculos constantes e árduos, mas mantendo a sua responsabilidade em encontrar a melhor solução.

Consequente desta evolução, surgiram em 1990 [23], alguns programas que facilitaram a automatização de cálculos de linhas aéreas na EDP-Distribuição, sendo estes: o “DLINHAS”, o MLINHAS” e o “CLINHAS”. Estes programas foram um grande passo para o desenvolvimento do sistema elétrico nacional, uma vez que levou à criação de projetos mais eficientes e mais precisos, contudo eram ainda programas muito simples, onde apenas se realizava o cálculo mecânico de um determinado cabo [23].

O programa “CLINHAS”, em 1993, passou por uma alteração que o reestruturou de novo, isto é, por meio da criação de um interface simples, possibilitava ao projetista a inserção de dados do projeto, como características do cabo, informações da topografia do terreno e localização dos apoios usados. Depois de introduzir todos estes dados, corria-se o programa e verificava-se a viabilidade do projeto a partir da visualização de relatórios que eram gerados por este. Através destes relatórios conseguia-se reconhecer as violações das conjunturas presentes no RSLEAT e a necessidade de acrescentar apoios, variar as suas alturas ou até mesmo pôr apoios mais fortes. Com o decorrer dos anos, o “CLINHAS” evoluiu, apresentando no seu sistema um inovador módulo de desenho e topografia, eliminando o programa “DLINHAS”, tornando-se assim o único método de cálculo das linhas aéreas utilizado pela EDP- Distribuição [23].

Em 2003, o “CLINHAS” tornou-se a base do programa utilizado nos dias de hoje, mais precisamente o Sistema de Informação Técnica - Design Maganer (SIT-DM), esclarecendo-o na secção (2.2).

Os projetos têm vindo a sofrer evoluções de cariz tecnológico e ambiental, tornando-se cada vez mais exigente respeitar todas as normas impostas pelos os agentes reguladores. Na secção (2.3) são apresentadas as várias fases pela qual um projeto de linha aérea da EDP passa atualmente.

2.2 Sistema de Informação Técnica - Design Maganer

Esta ferramenta, abreviada por SIT-DM, trata-se de um *software* utilizado pela empresa EDP para determinados fins, tais como, no projeto, na gestão, na consulta e na evolução da obra com interligação ao Sistema SCADA.

Um dos aspetos mais úteis no uso desta ferramenta é o acesso a toda a informação geográfica de linhas já existentes, de projetos a ser planeados e de obras em desenvolvimento.

Para além de todos estes fatores, ainda possibilita a representação espacial do espaço urbano, através do uso de ortofotos precisas e atuais, permite a troca de informação entre os vários departamentos da empresa, contribuindo assim, para uma atualização imediata de todos os acontecimentos internos.

Na figura (2.6) é possível ver o modo de operação e de visualização da ferramenta, fazendo-se referencia em (a) ao perfil da linha e em (b) aos vários traçados existentes.

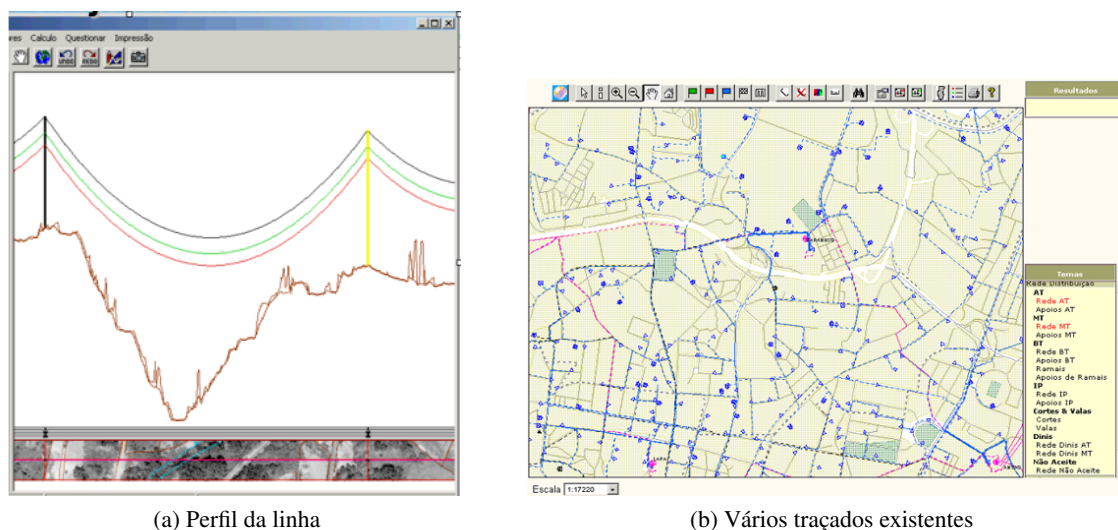


Figura 2.6: Ferramenta SIT-DM.

2.3 Fases do Projeto Linha Aérea AT de Transmissão de Energia

Antigamente, um dos fatores que mais influenciava na decisão do investimento de novos projetos de linhas aéreas de transmissão era o custo-benefício [12]. Atualmente, aliado a este fator de redução de custo, torna-se importante reduzir o impacto visual causado por este novo projeto. Assim, os proprietários e as entidades reguladores tem vindo a aumentar a sua exigência face aos fatores de carácter ambiental e ocupacional, condicionando assim, o desenvolvimento dos projetos.

De modo a responder a estas limitações, surgiu um conjunto de fases que devem ser seguidas e respeitadas quando se realizam projetos desta dimensão. Sendo assim, as etapas estarão divididas nas subsecções abaixo descritas, tendo como objetivo principal a demonstração de algumas das atividades realizadas na EDP Distribuição.

2.3.1 Pré-Estudo

O projeto de linhas de alta tensão inicia-se sempre por uma etapa de pré-estudo.

Neste caso, o projeto a ser desenvolvido tem que trazer benefícios para a empresa, destacando-se os seguintes aspetos: a melhoria da qualidade de serviço do sistema; a minimização das perdas; a otimização do desempenho da rede; e aumento da segurança da redes existentes.

As razões que levam à necessidade de construção de uma nova linha AT são as seguintes[12]:

- Necessidade de ligações de novos clientes;
- Alterações de traçados de linhas existentes;

- Remodelação de redes;
- Exploração e desenvolvimento da rede para melhoria da qualidade de serviço;
- Interligação de linhas;
- Imposições dos agentes reguladores.

Sendo assim, é incumbido ao Departamento de Planeamento da EDP a responsabilidade de avaliar o retorno financeiro e técnico do projeto, estudando as vantagens que estas novas ligações trarão para a empresa e para os clientes.

Nesta fase, o Departamento de Planeamento principia o projeto com a seleção da área de intervenção no SIT-DM, dependendo esta escolha dos acessos à rede e das restrições de caráter sócio-económico, físico e ecológico da região. A figura (2.7) apresenta um modo de seleção efetuado.

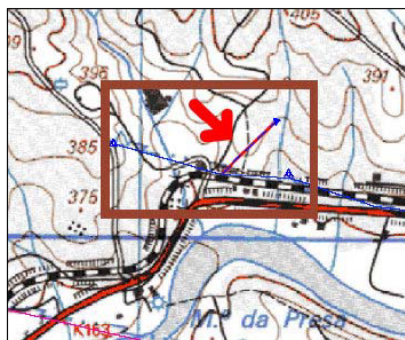


Figura 2.7: Representação da área de intervenção.

2.3.2 Estudo

A fase de estudo é uma etapa obrigatória para a elaboração do Projeto de Linha Aérea.

Após a identificação da zona onde se pretende inserir a linha aérea, torna-se crucial efetuar um estudo rigoroso sobre essa área, mais concretamente, sobre os aspetos que afetam a escolha do traçado futuro da linha. Para isso, deve-se ter em conta variados fatores que afetam a escolha do traçado, tais como:

- Autoestradas, Estradas Municipais e vias reservadas a automóveis e motociclos;
- Existência de habitações;
- Vegetação do terreno;
- Altimetria do plano;
- Rios, ribeiras, linhas e cursos de água;
- Zonas protegidas;

- Caminhos férreos.

Há que ter em conta que satisfazer todos os critérios é uma tarefa complexa e delicada, na medida em que não é possível dar resposta a todos. O importante é a centralização da ideia que se deve reduzir ao máximo os possíveis inconvenientes para o meio envolvente, mantendo um compromisso entre custo/impacto. No entanto, existem zonas que são impeditivas para a passagem da linha, tendo estas que ser devidamente respeitadas, tais como¹: Pedreiras; Espaços escolares; Centros desportivos; Áreas Militares; Aeroportos; Locais de radiodifusão e de antenas de comunicação; Armazenamento de explosivos; Depósitos de combustíveis líquidos ou gasosos e Refinação do petróleo.

Visto isto, o Departamento de Planeamento deve recorrer a cartas topográficas militares da área envolvente, e às ortofotos do SIT-DM, para avaliar o terreno envolvente e seleccionar as zonas impeditivas de passagem. Em situações esporádicas recorre-se a programas computacionais, como o software Google Earth.

A figura (2.8) apresenta em (a) uma carta militar e em (b) uma ortofoto, pretendendo demonstrar as formas para avaliar o local.



(a) Exemplo de uma carta militar



(b) Exemplo de um trecho de uma ortofoto recolhida do SIT-DM

Figura 2.8: Formas geográficas para avaliar o local do projeto.

Contudo, estes meios não conseguem responder detalhadamente a todas as questões topográficas, tornando-se determinante efetuar uma vistoria ao local. Esta visita ao local contribui para uma melhor perceção do meio envolvente e de alguns aspetos que não se tornam nítidos nos meios utilizados anteriormente.

Com a informação toda recolhida, combina-se os dados retirados no campo com os obtidos no acesso a cartas militares e ferramentas informáticas e realiza-se vários caminhos alternativos do perfil da linha.

¹Capítulo I, Secção V, artigo 5º e 6º do RSLEAT.

A escolha de vários traçados alternativos do perfil da linha permite colmatar eventuais limitações que possam ser encontradas na fase de elaboração do projeto. Nesta linha de pensamento, estes traçados devem ser o mais uniforme possível, levando a um menor número de apoios. O ideal passa por minimizar o comprimento da linha, optando-se por traçados retilíneos e com baixas diferenças de altitudes entre apoios [1].

Após a elaboração dos traçados, é feita uma avaliação pela equipa de topografia, elegendo-se o traçado mais rentável.

2.3.3 Indemnizações aos Proprietários

A etapa seguinte consiste na elaboração dos primeiros contactos com os proprietários dos terrenos, de forma a receber permissão para o uso das suas propriedades.

Tendo em conta que as questões relacionadas com as indemnizações aos proprietários não são relevantes sob o ponto de vista do dimensionamento técnico de uma linha aérea, decidiu-se não aprofundar este assunto.

2.3.4 Levantamento Topográfico

Nesta fase é feito um exame minucioso sobre o lugar onde vão ser implementadas as infra-estruturas. Pode-se considerar esta etapa como um complemento à fase de estudo abordada em (2.3.2).

Apesar de a EDP possuir o seu próprio sistema de informação técnico, os levantamentos topográficos são sempre imprescindíveis num futuro projeto, dadas as limitações encontradas no campo na maioria dos casos.

O levantamento topográfico permite definir o perfil do terreno e a planta parcelar [9]. Esta atividade é feita por um topógrafo e por um fiscal. Este último tem como função auxiliar o topógrafo no conhecimento do local e na verificação do cumprimento da regulação em vigor, para depois contactar com os proprietários e negociar as suas indemnizações.

No decorrer de um levantamento topográfico utiliza-se sempre que possível o GPS, de modo a fazer-se o levantamento dos pontos que caracterizam, quer o perfil do terreno, quer a planta parcelar. O conjunto de atividades a serem realizadas são as seguintes:

- Materialização do traçado no terreno;
- Registo altimétrico e planimétrico;
- Representação do perfil da linha.

O levantamento topográfico começa com a definição do perfil do terreno. Para tal, escolhe-se alguns pontos relevantes, nomeadamente os pontos de fixação dos apoios e os pontos que retratam a passagem da futura linha com alguns elementos delimitativos, como as casas, as árvores, as linhas aéreas e as linhas de telecomunicações.

A parte final do levantamento topográfico é feita recorrendo a trabalhos de piquetagem e de marcação dos caboucos dos apoios, ou seja, é executada uma sinalização do terreno, através de estacas ou marcas, que permite marcar os pontos de localização dos apoios e o seu alinhamento [9].

A figura (2.9) exemplifica uma estação no terreno.



Figura 2.9: Levantamento Topográfico no terreno.

2.3.5 Definição do Traçado Final

Após a realização do levantamento topográfico, o traçado final é definido, realizando-se posteriormente um ficheiro em AutocAD com as informações do perfil do terreno e com a planta parcelar.

No perfil do terreno, devem constar todas as informações sobre o percurso da linha com a diferença de altitudes que se vai verificando. Para isso, marca-se com pontos especiais as zonas que correspondem a passagem por linhas aéreas de telecomunicações ou de energia e mostra-se as limitações encontradas no terreno. Também são marcados os vértices que fazem ângulos e que correspondem necessariamente a apoios de amarração.

Relativamente à planta parcelar, são marcados os locais que requerem maior atenção na vizinhança da linha, como as linhas de água, os cursos de água, as árvores, os edifícios e as linhas aéreas já existentes de energia e telecomunicações. Também são apresentadas as restrições do terreno, como os muros, os rochedos e os terrenos que pertencem aos proprietários.

2.3.6 Preparação e Elaboração do Projeto

Sabendo-se o perfil cotado da linha, o próximo passo consiste na elaboração e dimensionamento do projeto. Todas as etapas envolvidas neste processo são dependentes uma das outras, uma vez que uma simples correção realizada em alguma fase, influencia diretamente os resultados da outra fase.

Assim, o Engenheiro começa por calcular os parâmetros iniciais do cálculo elétrico dos cabos utilizados, como a tensão, a corrente nominal da linha e a secção transversal dos cabos. Posteriormente, procede ao cálculo mecânico, calculando a tensão de montagem dos cabos e as flechas de regulação. Com estes parâmetros determinados, o objetivo seguinte passa por dimensionar os apoios, determinando a localização e função dos apoios e calculando todos os esforços envolvidos. Do mesmo modo, deve-se ter em atenção os cumprimentos de todas as distâncias regulamentares impostas pelo RSLEAT, principalmente no que diz respeito à distância de afastamento entre condutores. Após finalizado o cálculo mecânico, volta-se ao cálculo elétrico e analisa-se a viabilidade económica do projeto, em termos de perdas e de quedas de tensão.

Por último, é realizada a memória descritiva e justificativa do projeto e o desenho em AutoCad do perfil da linha.

2.3.7 Licenciamento

Depois de concluído o projeto, é obrigatório garantir que este obtenha a sua licença de estabelecimento junto do Ministério da Economia e da Inovação. Por seu turno, esta instituição envia a informação geral do projeto, para algumas das seguintes entidades [24]:

- Força Aérea Portuguesa;
- Estradas de Portugal, S.A;
- Câmara Municipal;
- Instituto Português do Património Arquitectónico;
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional;
- ARH - Administração da Região Hidrográfica;
- ANACOM- Autoridade Nacional de Comunicações;
- Outras entidades, dependendo das infraestruturas.

Estas entidades têm responsabilidades específicas no licenciamento de projetos de linhas aéreas, examinando os constrangimentos que eventualmente possam surgir. Caso não existam contestações ao plano apresentado, o Ministério da Economia e da Inovação emite a licença de estabelecimento que autoriza a construção da obra projetada.

2.3.8 Construção

Após ser emitida a licença, avança-se para a construção no terreno das infraestruturas.

Os trabalhos a serem realizados nesta fase são [24] :

- Piquetagem dos apoios, com a marcação do apoio no terreno e o acordo com o proprietário;

- Abertura de Covas;
- Betonagem;
- Montagem dos apoios;
- Abertura da faixa de proteção;
- Montagem dos condutores aéreos, com a respectivas etapas de desenrolamento, de regulação e de fixação dos próprios;
- Montagem de cabos subterrâneos;
- Ensaios;
- Execução das caixas terminais;
- Comissionamento;
- Vistoria com o Ministério da Economia.

2.4 Elementos Constituintes das Linhas Aéreas

Nesta secção são especificados os elementos constituintes das linhas aéreas, bem como alguns dos seus fundamentos teóricos e aspetos de construção. Os materiais e equipamentos devem ser oriundos de fornecedores qualificados pela EDP, tendo que ser previamente aprovados, obedecendo às especificações técnicas em vigor [25].

Uma linha elétrica é um conjunto de condutores, de isolantes, de acessórios e de suportes destinados ao transporte e distribuição de energia elétrica ². Os elementos de uma linha aérea de AT são os seguintes [26]:

- Isoladores;
- Cabos condutores;
- Cabos de guarda;
- Apoios e respectivas armações e fundações;
- Balizagem aeronáutica diurna e noturna dos apoios e cabos;
- Dispositivos de proteção à avifauna;
- Conjuntos sinaléticos;
- Amortecedores de vibração;

²Segundo definição do RSLEAT

- Instrumentos de fixação;
- Sistemas de ligação à terra.

No mesmo contexto a normalização internacional (IEC 60286), considera a linha elétrica aérea um sistema que integra componentes, que por sua vez integram elementos, de acordo com o esquema seguidamente apresentado na figura (2.10) [1]:

SISTEMA	COMPONENTES	ELEMENTOS
Linha aérea de transporte ou Linha aérea de distribuição	Suportes (Estruturas de suporte, ou simplesmente, apoios e suas armações)	Postes pré-fabricados de betão armado, perfis de aço, postes de madeira, etc.
		Parafusaria
		Espias e acessórios
		Conjuntos sinaléticos
	Fundações	Betão, armaduras
		Chumbadores, perfis de aço
	Condutores (inclui cabos de guarda)	Uniões, mangas de reparação, conectores
		Anti-vibradores
		Separadores
		Bolas de balizagem
		Salva-pássaros
	Cadeias de isoladores	Hastes e anéis de guarda
		Isoladores
		Acessórios de fixação

Figura 2.10: Linha elétrica aérea segundo normalização internacional [1].

2.4.1 Isoladores

As funções principais dos isoladores são de isolar a ligação elétrica entre os condutores e os apoios e garantir um suporte mecânico dos cabos condutores [27].

É fundamental garantir um estado apropriado de operação e conservação do isolador e uma calibração adequada para a tensão que irá suportar, de forma a evitar passagens contínuas de corrente para a terra, com efeitos nocivos para a instalação.

A seleção dos isoladores depende do nível de produção de poluição da área onde a linha é projetada [24]. Caso a escolha seja mal dimensionada, pode levar a um contornamento elétrico do isolador e por em causa o bom funcionamento do sistema.

Processos de fabrico

Os isoladores são acessórios fabricados em porcelana ou em vidro. As soluções de isoladores de porcelana foram utilizadas durante anos, devido às qualidades de isolamento que apresentava. Contudo, o seu processo de fabrico é bastante dispendioso.

Nos últimos tempos, existe uma crescente aposta em isoladores fabricados em vidro, fruto da sua crescente evolução tecnológica com uso de materiais com boas características de isolamento e baixa fragilidade. Esta prática permitiu uma redução dos gastos económicos e uma resposta satisfatória às exigências do serviço.

Tipos de constituição

Os isoladores podem ser caracterizados do tipo rígido ou de cadeia. Apesar de os isoladores do tipo rígido serem do ponto de vista económico mais baratos, a sua elevada fragilidade e difícil

montagem impossibilitam o seu uso em linhas áreas de alta tensão [28]. Acresce ainda, que em caso de ocorrência de um defeito no isolamento, seria necessário trocar o isolador por completo. Por este facto, a escolha incide sobre os isoladores do tipo em cadeia, que ao utilizarem na sua constituição isoladores soltos emparelhados entre si, garantem uma maior segurança.

As cadeias de isoladores são constituídas por vários isoladores de vidro ou de porcelana vidrada, por acessórios metálicos e pelo material ligante que une os isoladores, constituindo as cadeias de amarração ou de suspensão. Normalmente a 60 kV, as cadeias estão equipadas com um sistema anti-arco, mais conhecido por hastes de descarga, que protege os condutores e as cadeias de isoladores, dos arcos de contornamento que são originários das sobretensões atmosféricas.

Função das cadeias em linhas aéreas

Numa linha aérea de alta tensão, as cadeias utilizadas são as cadeias de amarração e as cadeias de suspensão, dependendo a sua escolha da função do apoio utilizado[2].

As cadeias de suspensão são compostas por um conjunto de discos de isoladores dispostos em series numa posição vertical, como mostra a figura (2.11) . Na extremidade inferior, é suspenso o cabo condutor, enquanto na extremidade superior é feita a ligação ao braço do apoio. Este tipo de cadeias usa-se na presença de apoios de alinhamentos, que não contenham vãos adjacentes muito desequilibrados. O único entrave que eventualmente pode acontecer com o uso destas cadeias, reside nos deslocamentos posicionais causados por ventos fortes e intensos, devendo-se analisar cuidadosamente a distância deslocada.

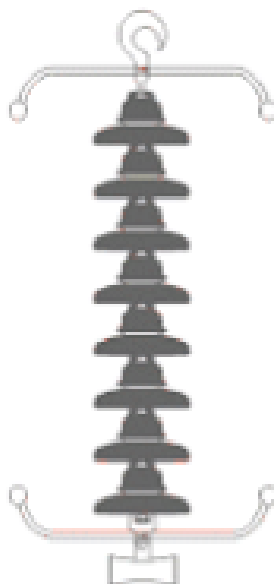


Figura 2.11: Cadeia de isoladores de suspensão. [2]

As cadeias de amarração, figura (2.12), são usadas nos casos onde a linha é submetida a tensões mecânicas elevadas, como por exemplo nas situações onde existe mudanças de direção da linha, curvas acentuadas e travessia de rios. Normalmente estas situações, são associadas a apoios de ângulo, de fim de linha, de alinhamento em amarração e de reforço em amarração. A função

principal deste isolador é de reduzir a tensão excessiva da linha, sendo utilizado numa posição horizontal. Uma grande vantagem destas cadeias é o facto do deslocamento causado pelo vento ser praticamente inexistente, não colocando em perigo o bom funcionamento da linha.



Figura 2.12: Cadeia de isoladores de amarração. [2]

Devido à configuração dos apoios e às suas próprias armações, as cadeias de amarração, figura (2.12), têm que estar em ambos dos lados do apoio, levando ao uso do dobro das cadeias comparativamente às cadeias de suspensão.

2.4.2 Cabos Condutores

Os cabos condutores são considerados os elementos principais de uma linha de energia, uma vez que são responsáveis pela condução da corrente elétrica [29].

No seu processo de construção, estes elementos podem ter várias composições, com características diferentes, estando o seu uso dependente de certas necessidades específicas, como o nível de tensão, temperatura admissível e aspeto económico.

Tipos de cabos usados

Nas linhas aéreas, podem ser usados cabos nus multifilares ou cabos isolados, sendo a camada de revestimento a principal diferença que os distingue ³. Para o presente caso de estudo de linhas AT de 60 kV, utilizam-se cabos nus multifilares, uma vez que, para além de serem mais baratos, nesta gama de tensões não sofrem modificações irreversíveis das suas características, ao contrário do que sucede com os cabos isolados.

Relativamente à sua constituição, os cabos nus multifilares podem ser homogéneos ou heterogéneos, sendo estes diferenciados pela constituição dos materiais que usam na sua configuração. Estes podem ser de cobre, alumínio, ligas de cobre ou alumínio e aço. Devido às vantagens económicas e técnicas do alumínio em relação ao cobre, este material é usado em larga quantidade em linhas aéreas [26].

Cabos Convencionais

Apesar de existirem vários cabos condutores, o tipo de condutor mais usado pela EDP e o usado na primeira parte deste projeto é o cabo ACSR. Analisando a sua constituição, constata-se que as camadas de alumínio asseguram a condução da energia e a alma de aço contribui para a resistência mecânica do cabo.

³Capítulo III, Secção I, artigo 17º do RSLEAT.

Cabos de Alta Temperatura

Nos últimos anos, surgiram os cabos de alta temperatura com vantagens comparativamente aos cabos convencionais, destacando-se o baixo peso e o reduzido coeficiente de expansão térmica. Estas características proporcionam vãos com baixa flecha e a alta capacidade de corrente. No capítulo (6) faz-se uma análise pormenorizada dos cabos com núcleo compósito reforçado.

2.4.3 Cabos de Guarda

As linhas de transmissão de energia elétrica estão muitas vezes situadas em áreas com elevadas densidades de descargas atmosféricas, estando sujeitas a possíveis falhas no isolamento e consequentemente a curto-circuitos que podem contribuir para uma interrupção do fornecimento de energia. Deste modo, as linhas necessitam de uma proteção contra estas descargas elétricas para que o sistema se mantenha estável, seguro e confiável.

Funções principais

Os cabos de guarda são condutores conectados à terra e instalados numa posição superior às dos cabos condutores. Têm como funções principais proteger as linhas de transmissão aéreas de energia contra descargas atmosféricas e interligar as terras dos apoios e das subestações externas [4].

Estes cabos podem também ser usados, para efeitos de telecomunicações e telecomando, através da incorporação no seu interior, de vários condutores de fibra ótica. Um exemplo destes casos, trata-se da comunicações de dados com subestações ou qualquer estação automatizada realizada nas linhas de distribuição [24].

Tipos de cabos usados

Nas linhas aéreas são usados dois tipos de cabos de guarda: OPGW(*Optical Power Ground Wire*) e o ACSR(*Aluminium Cable Steel Reinforced*).

O cabo OPGW é um cabo de guarda muito usado nos casos, onde para além da proteção das linhas aéreas de transmissão contra descargas elétricas atmosféricas, é necessário transmitir dados com alta velocidade e com uma adequada qualidade. Este cabo tem na sua constituição um núcleo dielétrico com as fibras óticas inseridas, um tubo para proteger mecanicamente o conjunto de fibras e uma armação formada por fios condutores.

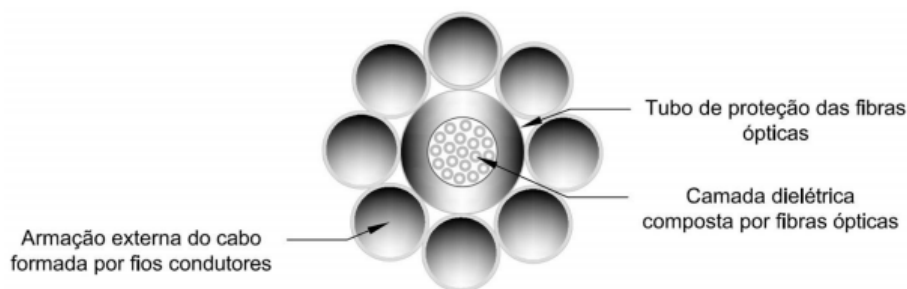


Figura 2.13: Estrutura interna do cabo OPGW [3].

O cabo ACSR é a solução convencional usada nos casos, onde se pretendem unicamente a proteção das linhas aéreas contra as descargas atmosféricas [24].

Modo de funcionamento

Quando uma descarga atmosférica atinge o cabo de guarda, as elevadas correntes de defeito são suavizadas e escoadas pelo sistema de terra comum a cada apoio. Contudo, a totalidade da corrente não é descarregada, uma vez que as resistências das terras não são nulas, levando a um contornamento das cadeias dos isoladores e a um possível contacto com os condutores de fase. Apesar de estes fenómenos, não se origina uma sobretensão considerável no sistema.

Caso não houvesse a presença destes cabos, a corrente teria que se escoar pelos apoios situados entre o vão que ocorreu o defeito, existindo apenas dois caminhos para transportar essa corrente. Para além disso, existiria um grave contornamento dos isoladores, o que daria origem a sobretensões elevadas nos cabos condutores e a danificações nos materiais da linha [4].

Na figura (2.14) é possível observar os fenómenos verificados na linha aérea com e sem a presença de cabo de guarda na sua constituição.

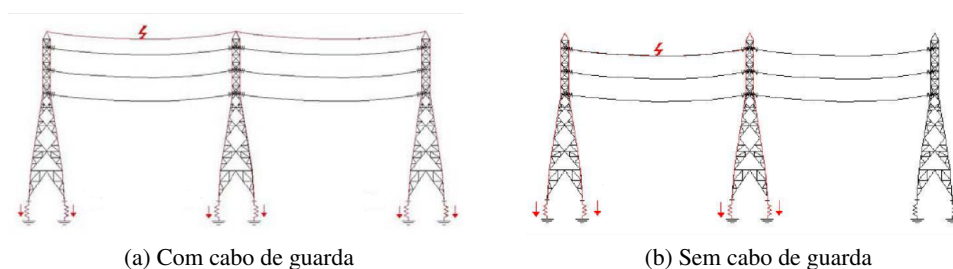


Figura 2.14: Exemplificação das possíveis descargas atmosféricas nas linhas [4].

2.4.4 Apoios

Os apoios são elementos de uma linha aérea destinados a suportar os cabos condutores, os cabos de guarda, os isoladores e outros acessórios existentes nessa linha [29].

Um apoio, para além de ser constituído pelo próprio poste, deve ser caracterizado como tendo a sua respetiva fundação e armação. Contudo, estes elementos são abordados de forma separada nesta dissertação.

A escolha dos apoios está relacionada com vários aspetos económicos, mecânicos e físicos. Para além de se ter em conta, os esforços mecânicos e o local de fixação, deve-se avaliar o preço da sua implementação.

Tipos construtivos

Os tipos construtivos de apoios podem ser de aço, betão armado ou madeira. Contudo, os postes de madeira tem uma aplicabilidade reduzida em AT, sendo usado apenas em projetos pilotos e em linhas BT e de telecomunicações [29].

Fazendo uma comparação entre as duas naturezas de apoio, constata-se que os postes de betão são mais acessíveis do ponto de vista económico e ocupam uma menor área no terreno para

a respetiva fundação. Esta reduzida ocupação do espaço traduz uma maior possibilidade de os proprietários disponibilizarem os seus terrenos [12].

Um dos entraves dos postes de betão, verificam-se quando existe dificuldades no acesso ao terreno. Estes apoios, no seu processo de construção, já vêm montados, não sendo possível a sua desmembração em módulos e posterior montagem no local. Nas situações em que estes apoios ultrapassassem os 22 metros de altura, é obrigatório um acompanhamento policial, no transporte dos mesmos, acarretando mais gastos aos custos globais da obra.

Relativamente aos apoios metálicos, estes permitem contornar as desvantagens dos postes de betão, uma que vez são passíveis de serem transportados em várias peças, e montados no local de destino. Contudo, os seus elevados preços e a sua grande área de ocupação, são alguns dos fatores limitadores destes tipos de apoios.

Função dos apoios

Numa linha aérea, os apoios podem ser classificados de acordo com a sua função prestada. Assim, os vários tipos de apoio são os seguintes [29]:

- Apoios de alinhamento (figura 2.15): Apoios localizados em troços retilíneos da linha, não havendo ângulos e derivações.

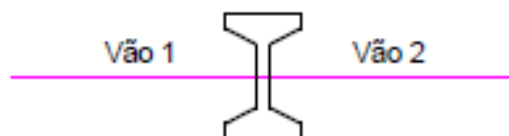


Figura 2.15: Apoio com função de alinhamento.

- Apoios de derivação (figura 2.16): Apoios onde são estabelecidas, uma ou mais derivações de outras linhas.

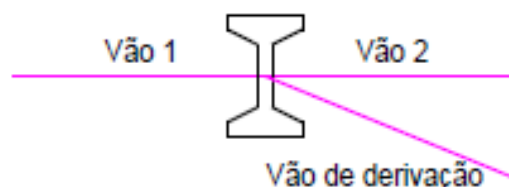


Figura 2.16: Apoio com função de derivação.

- Apoios de ângulo (figura 2.17) : Apoios localizados em zonas das linhas, onde existem mudanças de direcção, traduzindo-se no surgimento de ângulos.

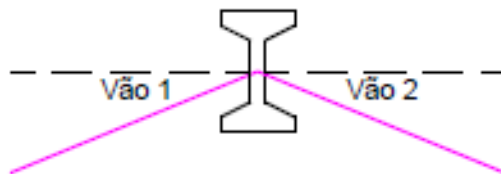


Figura 2.17: Apoio com função de ângulo.

- Apoios de fim de linha (figura 2.18): Apoios situados no princípio e no fim das linhas, tendo como função suportar a totalidade dos esforços transmitidos pelos condutores e cabos de guarda num só lado da linha.

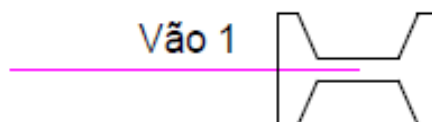


Figura 2.18: Exemplo de um apoio com função de fim-de-linha.

- Apoios de reforço em alinhamento ou ângulo (figura 2.19): Apoios que suportam esforços longitudinais, capazes de reduzir os efeitos negativos resultantes da rutura de cabos de guarda ou condutores.

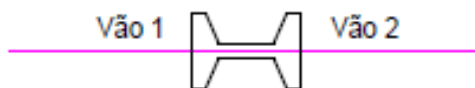


Figura 2.19: Exemplo de um apoio com função de reforço em alinhamento.

Tipos de esforços

Os apoios estão sujeitos a forças classificadas como verticais e horizontais, sendo que, estas últimas se podem dividir em longitudinais e transversais [12].

Relativamente aos esforços verticais, estes atuam paralelamente ao plano vertical e são provocados pelos pesos dos cabos condutores, cabos de guarda, isoladores e armações, podendo estes estarem agravados com presença de uma manga de gelo na sua superfície.

Os esforços longitudinais de um apoio podem ou não existir. As situações que determinam a sua existência são as seguintes:

- Os condutores são suportados apenas num dos lados, tratando-se necessariamente de um apoio fim de linha;
- Os vãos adjacentes do apoio têm esforços mecânicos desiguais.

Os esforços transversais resultam da ação do vento sobre os apoios, isoladores e condutores, bem como da tração dos condutores, em situações de ângulo.

Altura escolhida

A altura escolhida para os apoios depende da topografia do terreno, dos obstáculos que a linha tem que ultrapassar e dos aspetos económicos associados.

Em situações de declive acentuado do terreno, habitualmente utilizam-se apoios altos, para garantir as distâncias mínimas ao solo. O mesmo acontece, em situações de atravessamento com linhas aéreas já existentes, de forma a evitar a sua aproximação.

Por último, quanto mais alto for o apoio, maiores são os custos, e por isso deve-se, sempre que possível, utilizar alturas aceitáveis, de forma a não encarecer em demasia o projeto.

2.4.5 Armações

As armações são estruturas metálicas instaladas nas posições superiores dos apoios, com a função de suportar os cabos condutores e os isoladores da linha.

As diferentes tipologias para as armações dependem da disposição dos condutores e do tipo de apoio utilizado. Deste modo, as principais configurações das armações usadas pela EDP são as seguintes [5]:

- Esteira vertical dupla;
- Esteira horizontal;
- Galhardete;
- Triângulo.

Na figura (2.20) estão representadas as várias tipologias das armações utilizadas.

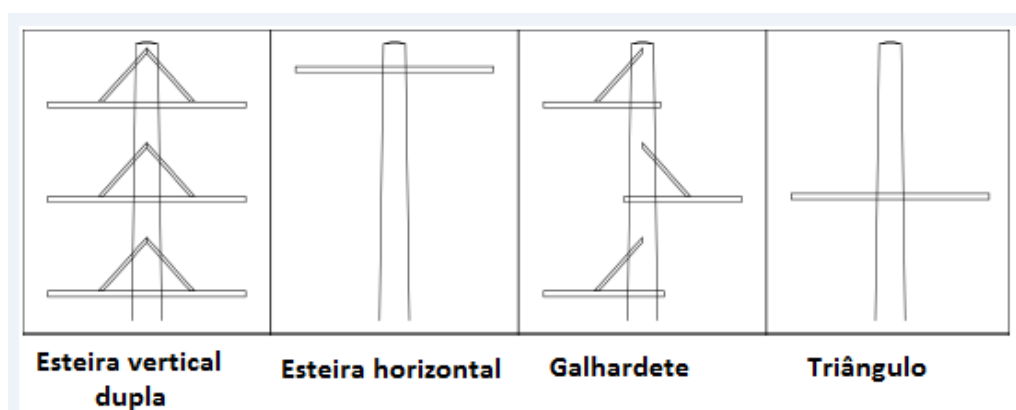


Figura 2.20: Esquemas dos tipos de armações [5].

As armações a utilizar em postes de betão armado, deverão ser do tipo usado pela EDP Distribuição, (2.20), sendo sempre justificada o seu uso. No que respeita às armações usadas nos postes metálicos, estas são fornecidas em conjunto com o respetivo apoio.

2.4.6 Fundações

Os maciços de fundação desempenham um papel importante na segurança da estrutura, uma vez que têm a função de transmitir todos os esforços solicitados do sistema de transmissão à terra. Qualquer sistema de transmissão aéreo que não possua uma fundação sólida e segura, não consegue executar as funções para as quais se projetou.

O desenho da fundação selecionado de um determinado apoio, deve fornecer um suporte económico e fiável para a vida da linha. A fundação deve ser compatível com o solo e não deve perder a sua capacidade de resistência com o passar dos anos [30]. Deste modo, os maciços tem que ser adequadamente dimensionados para se ajustar às condições do solo e para responder às exigências impostas pela linha.

Nos apoios metálicos, os maciços de fundação já vêm incorporados e dimensionados de acordo com a gama escolhida. Na figura (2.21) está representado a fundação de um apoio metálico.

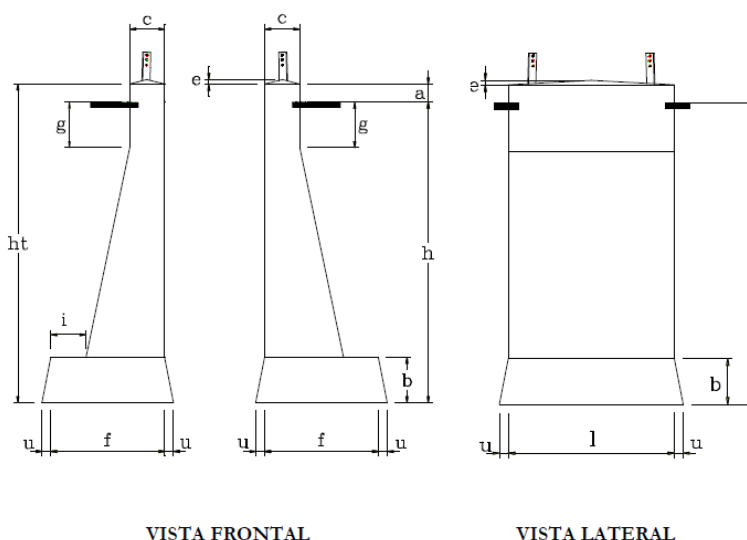


Figura 2.21: Esquema da fundação do apoio metálico F20 [6].

Por outro lado, nos apoios de betão, é necessário escolher um maciço adequado para o apoio em causa. De acordo com o tipo de poste e o coeficiente de compressibilidade do terreno, recorre-se a uma tabela com as dimensões adequadas para o maciço de fundação.

2.4.7 Balizagem Aeronáutica

2.4.7.1 Balizagem Diurna

A balizagem aeronáutica serve, para os pilotos identificarem, com facilidade, os cabos condutores e de guarda e as estruturas metálicas dos apoios⁴.

⁴Definição segundo o Instituto Nacional de Aviação Civil na Circular de Informação Aeronáutica 10/03 de 6 de Maio.

A forma de implementação nos cabos consiste na colocação de bolas de balizagem (balizas), ao longo dos cabos, cumprindo um conjunto de normas relacionadas com as cores, dimensões e distâncias.

As balizas são esferas de fibra de vidro ou resina de poliéster com cerca de 50 cm de diâmetro e 5 kg de peso. Na figura (2.22) está mostrado uma balizagem efetuada a um troço de uma linha aérea.



Figura 2.22: Esquema de uma linha com balizagem [7].

Quando se justificar, devem ser igualmente balizados os apoios por pintura nas cores branco e laranja internacional, em faixas alternadas com altura de $1/7$ da altura do apoio fora do solo, desde o topo da cabeça até 6 metros abaixo do condutor fixado em posição inferior [1].

As cores usadas durante a balizagem de uma linha, dependem essencialmente do número de balizas que são utilizadas, sendo estabelecido o seguinte critério: [29]:

- Cada baliza pode ser laranja, branca ou vermelha, sendo escolhida aquela que apresente maior constância com o meio envolvente;
- Cada conjunto de baliza instalado ao longo de um cabo depende do número de balizas necessárias:
 - Uma cor, quando são precisas até quatro balizas;
 - Duas cores, quando são precisas cinco ou mais balizas. A colocação das balizas é feita alternadamente;

O espaçamento verificado entre uma baliza e o apoio da linha mais próximo ou entre duas balizas consecutivas depende do diâmetro da baliza em questão. Esse espaçamento não pode ultrapassar, em caso algum, as seguintes distâncias [29]:

- 30 metros, quando o diâmetro da baliza for de 60 cm;

- 35 metros, quando o diâmetro da baliza for de 80 cm;
- 40 metros, quando o diâmetro da baliza for de pelo menos 130 cm;
- 12 metros, independentemente do diâmetro adotado, quando se localizem sob os canais de aproximação/descolagem.

As principais situações nas quais é necessário balizar as linhas elétricas aéreas são as seguintes [29]:

- Atravessamento das linhas aéreas por lagos, lagoas, albufeiras ou outros cursos de água que tenham uma largura superior a 80 metros;
- Localização dos apoios em áreas delimitadas geograficamente, onde é interdita qualquer espécie de construção (zonas “non-aedificandi”);
- Cruzamento de vales ou cursos de água por parte de qualquer ponto da linha , sendo que a altura sob o terreno deve ser de 60 metros e largura exceder os 80 metros;

2.4.7.2 Balizagem Noturna

A sinalização noturna consiste na colocação de um dispositivo luminoso no topo dos apoios e nos condutores.

2.4.8 Dispositivos de Proteção à Avifauna

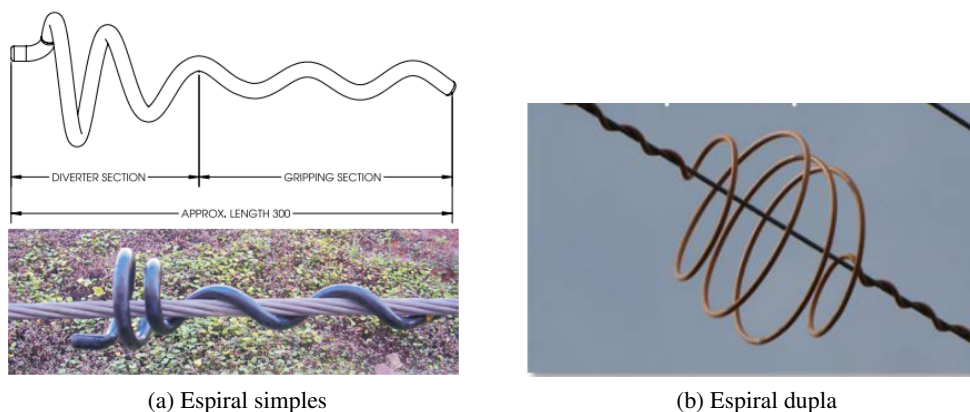
As linhas de distribuição de energia elétrica apresentam um risco para as aves, que frequentemente morrem, por choque com os cabos condutores ou por eletrocussão nos apoios.

A utilização de equipamento de sinalização para avifauna é definida pelo Instituto de Conservação da Natureza e das Florestas (ICNF), resultando a aplicação de dispositivos salva-pássaros, de dispositivos anti-nidificação e anti-poiso, e ainda, de plataforma para ninhos.

A proteção à avifauna consiste na colocação de dispositivos de anti-colisão para aves. Estes dispositivos de sinalização, devem ser instalados nos cabos de guarda e nos cabos condutores, permitindo assim às aves, a capacidade de identificar o obstáculo, evitando o embate com a linha.

No mercado existem dois tipos de dispositivos anti-colisão: os Bird Flight Diverters (BFD) e os Firefly Bird Flappers (FBF) [8].

Os dispositivos BFD possuem uma forma helicoidal e feitos em plástico, ajustando-se ao cabo por enrolamento. Podem ser constituídos por espirais simples (pretas ou coloridas) e por espirais duplas, sendo esta última, a solução convencional mais utilizada na EDP- Distribuição. A necessidade de colorir os dispositivos, pretende facilitar a visibilidade e o reconhecimento do obstáculo a grandes distâncias.



(a) Espiral simples

(b) Espiral dupla

Figura 2.23: Representação dos Bird Flight Diverter [8].

Os dispositivos FBF podem ser do tipo fitas ou do tipo rotativo, tratando-se de uma tecnologia mais recente, com capacidade rotativa e luminescência após o pôr do sol. Estes dispositivos, são feitos de um material luminoso especial que absorve a luz, melhorando a eficácia dos sistemas durante a noite, num período até 10 horas.



Figura 2.24: Representação dos Firefly Bird Flappers [8].

Os dispositivos BFD e FBF, devem ser colocados, de forma a que em plano vertical paralelo à linha esteja, pelo menos espaçados de 2 metros [1].

2.4.9 Conjuntos Sinaléticos

Para além das sinalizações para avifauna e aeronáutica, é ainda necessário equipar a linha com sinalização identificadora que alerte sobre perigos de eletrocussão e que seja perceptível do solo. Para isso, insere-se normalmente nos apoios, um conjunto de chapas com as seguintes informações:

- Informação de perigo de morte ;
- Numeração dos apoios da linha;

- Contacto de emergência;
- Empresa responsável pela linha;
- Nome da linha em questão.



Figura 2.25: Conjunto sinalético de um apoio. [9].

2.4.10 Amortecedores de Vibração

Nas linhas de transmissão de energia, um dos grandes problemas encontrados é a deterioração e o desgaste dos cabos provocados pela vibração eólica. Por sua vez, as vibrações são transmitidas às cadeias de isoladores e aos apoios, produzindo-se efeitos nocivos para o bom funcionamento da linha. Para reduzir estas vibrações, a níveis quase seguros, são utilizados amortecedores.

Os amortecedores de vibração são acessórios que são colocados sobre os cabos e servem para absorver as vibrações causadas pela força do vento nos cabos condutores e de guarda, conseguindo minimizar os problemas de fadiga que os cabos sofrem durante o seu período útil de vida.

Os amortecedores que são utilizados, são do tipo Stockbridge. O princípio de funcionamento deste tipo de amortecedor, reside na remoção da energia da vibração eólica do cabo onde o amortecedor está preso. Apresenta como particularidades o facto de ser barato, de fácil construção, livre manutenção e as suas características não são alteradas quando existe mudanças de clima e de temperatura.

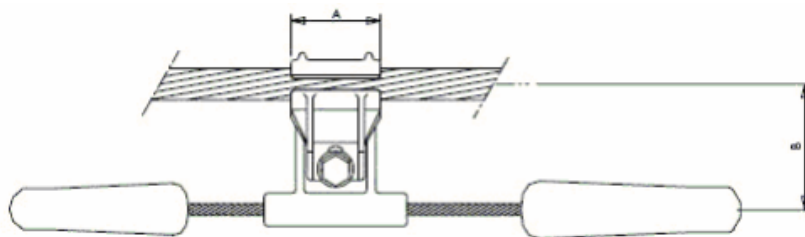


Figura 2.26: Vista frontal do amortecedor do tipo Stockbridge [1]

Este amortecedor consiste numa cordoalha de fios de aço com duas massas simétricas fixadas uma em cada extremidade que se fixa ao cabo da linha aérea através de uma presilha central. A cordoalha de fios de aço é designada por cabo mensageiro.

O amortecedor dissipa energia através do amortecimento histerético, fornecido pelo cabo mensageiro, e columbiano, devido à fricção entre os fios do cabo mensageiro quando as massas oscilam.

Para que a aplicação dos amortecedores seja minimamente eficaz será necessário determinar onde deve proceder-se à sua colocação, sendo para tal necessário determinar a forma da onda de vibração em condições de ressonância.

O modo de colocação dos amortecedores por parte da EDP segue os critérios de aplicação da CIGRÉ⁵. Na figura (2.27) é possível ver o modo de instalação consoante se trate de suspensões ou amarrações:

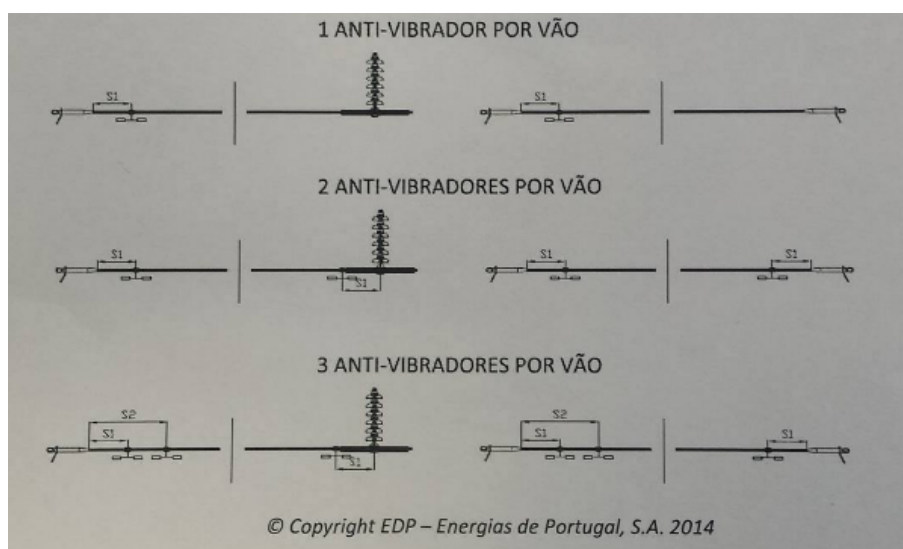


Figura 2.27: Colocação dos amortecedores nas linhas [1].

⁵Associação internacional de Sistemas Elétricos sem fins lucrativos destinada a partilhar conhecimentos e melhorar os sistemas de energia elétrica do futuro.

2.4.11 Instrumentos de Fixação

Os instrumentos de fixação usados em linhas aéreas AT são: pinças de suspensão, pinças de amarração e mangas de reparação.

As pinças são instrumentos utilizados na construção da linha, com a função de fixar os condutores às cadeias de isoladores. Para esse efeito, usam-se pinças de amarração ou pinças de suspensão, consoante o tipo de apoio em questão.

As pinças de amarração são utilizadas na presença de apoios em amarração. Este acessório corta e prende os cabos condutores e de guarda em cada um dos lados do apoio e por sua vez, o seu conjunto é fixo à cadeia de isoladores. Nesta operação, os cabos são cortados, sendo assegurada a continuação elétrica pelo emprego de fiadores, que se caracterizam por um troço de cabo que é ligado a cada pinça de amarração por patilhas adaptadas para o efeito [31].



Figura 2.28: Representação de uma pinça de amarração [10].

As pinças de suspensão, como o próprio nome indica, são usadas por cadeias de suspensão. Este acessório permite a introdução dos cabos condutores e de guarda no seu suporte, sem a necessidade de serem cortados e a sua posterior fixação à cadeia de isoladores. Ao contrário do que sucede com os apoios em amarração, as cadeias de isoladores encontram-se numa posição vertical.

As pinças de suspensão para fixação dos condutores e cabo de guarda nos apoios em suspensão são do tipo Armour Grip Suspension (AGS). Uma particularidade destas pinças é o facto de contribuírem para a proteção dos cabos nas linhas aéreas contra os efeitos de vibração. Contudo a sua eficácia depende das condições de regulação dos cabos e não produz qualquer efeito sobre as amarrações que possam existir nos extremos nos vãos.



Figura 2.29: Representação de uma pinça de suspensão [10].

O uso das mangas de reparação deve ser restringido ao máximo. Caso sejam aceites, devem ser do tipo *Preformed Repair Sleeve*, constituídas por varetas helicoidais pré formadas em aço [1].

2.4.12 Sistemas de Ligação à Terra

Os sistemas de ligação à terra são constituídos pelos eléktodos de terra e pelos seus conjuntos de condutores, possibilitando uma ligação elétrica eficaz ao solo.

A função de um sistema de terra é de escoar as correntes de defeito para o solo, seja qual for a sua origem (curto-circuito à terra ou correntes de descargas atmosféricas). Estas correntes fluem para o solo sob a forma de correntes de fuga que se distribuem ao longo dos eléktodos de terra enterrados nesse mesmo solo.

Na figura (2.30) está representado a ligação à terra de um apoio de betão armado.

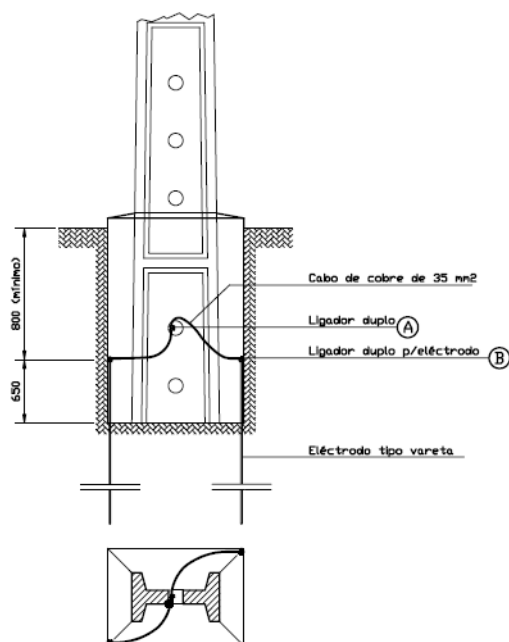


Figura 2.30: Postes de betão armado - ligações à terra [1].

Os postes metálicos são ligados à terra, por interligação dos terminais de terra existentes em cada um dos elétrodos de terra. A figura (2.31) representa a ligação à terra de um apoio metálico.

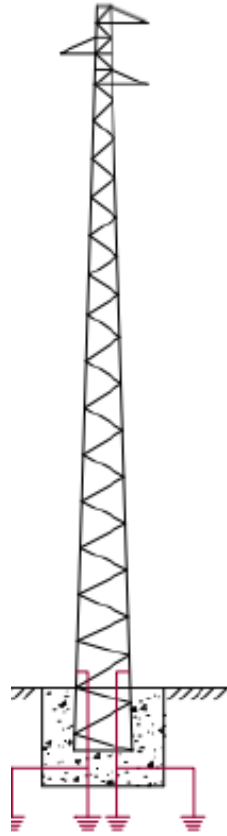


Figura 2.31: Postes metálicos - ligações à terra [1].

Capítulo 3

Cálculo Elétrico

O cálculo elétrico é uma etapa essencial durante a elaboração de um projeto aéreo, visto que pretende assegurar que não são excedidas as limitações técnicas impostas pelos condutores.

A sua aplicação tem como objetivo determinar a tensão nominal da linha a projetar, bem como a secção transversal dos condutores que a constituem [32]. Conhecidos estes parâmetros, consegue-se calcular as características elétricas da linha, nomeadamente a intensidade de corrente de serviço, as perdas da linha e as quedas de tensão.

No presente projeto, a informação sobre a secção dos condutores e a tensão nominal da linha foi dada pelos responsáveis da EDP. Após conhecimento destes dados, sabe-se desde logo, que a linha está preparada para suportar a capacidade de transporte pretendida, restando apenas calcular as restantes características elétricas da linha.

Para calcular essas características é necessário realizar previamente o cálculo mecânico, uma vez que os tipos de apoio utilizados influenciam alguns dos parâmetros elétricos da linha.

Nas seguintes secções são apresentadas as fórmulas de cálculo necessárias para o correto estudo do cálculo elétrico.

3.1 Intensidade de Corrente de Serviço

A intensidade de corrente de serviço nos condutores da linha pode ser calculada pela expressão (3.1) :

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * U} [A] \quad (3.1)$$

Sendo:

- S - Potencia a transmitir pela linha [VA];
- U - Tensão nominal da linha [V].

Sabendo-se a intensidade de corrente, pode-se calcular a densidade de corrente, por fase, pela expressão (3.2):

$$d = \frac{I}{\sigma} [A/mm^2] \quad (3.2)$$

Onde:

- σ - Secção do cabo [mm^2];
- I - Intensidade de corrente [A].

3.2 Resistência Elétrica

A resistência elétrica de um condutor é calculada pela seguinte expressão:

$$R = \frac{\rho_{\theta} * L}{S} [\Omega] \quad (3.3)$$

Sendo:

- ρ_{θ} - Resistividade linear do condutor [$\Omega.mm^2/km$];
- L - Comprimento do cabo [km];
- S - Secção do cabo [mm^2].

A resistência linear é dada por:

$$R_k = \frac{R}{L} = \frac{\rho_{\theta}}{S} [\Omega/km] \quad (3.4)$$

O valor mostrado na equação (3.4) é fornecido normalmente pela tabela de caraterísticas do cabo, sendo este apresentado na forma de resistência elétrica máxima, em curto-circuito, a uma temperatura de $20^{\circ}C$.

3.3 Perdas de Energia

No cálculo de qualquer linha de transporte, um dos pontos mais importantes é o cálculo das perdas de energia.

O objetivo de um dimensionamento, é conseguir o transporte da energia com fiabilidade e garantias para o consumidor e o menor valor de perdas possíveis, sem esquecer que existe um máximo de perdas admissíveis por lei para linhas AT.

As perdas de energia, por efeito de Joule, são expressas pela expressão (3.5):

$$p = n * R * I^2 [W] \quad (3.5)$$

Sendo:

- n - Número de condutores da linha;
- R - Resistência elétrica do condutor [Ω];
- I - Intensidade de corrente [A].

No caso de se pretender o seu valor percentual, este é dado por:

$$p = \frac{P}{S * \cos(\varphi)} * 100 [\%] \quad (3.6)$$

Sendo:

- $\cos(\varphi)$ - Fator de potência, geralmente adota-se o valor de 0,9;
- S - Potencia a transmitir pela linha [VA];
- p - Perdas por fase [W].

3.4 Coeficiente de Auto-Indução

O coeficiente de auto-indução, também conhecido por indutância é um dos parâmetros que mais afeta a capacidade de transporte de energia em linhas de transmissão.

A corrente elétrica que flui através de um condutor de uma linha produz um campo magnético e um fluxo magnético associado a este campo.

A indutância permite simbolizar os campos magnéticos criados pela passagem de corrente, e a sua fórmula de cálculo em linhas aéreas, por fase e por quilómetro é obtido a partir da expressão (3.7):

$$L_k = \left[\frac{\mu}{2n} + 4,605 * \log\left(\frac{D}{r}\right) \right] * 10^{-4} [H/km] \quad (3.7)$$

Sendo:

- μ - Permeabilidade do condutor, sendo:
 - $\mu=1$ para condutores de cobre, alumínio, ligas de alumínio e cabos de alumínio-aço;
 - $\mu=200$ para condutores de aço galvanizado;
- n - Número de condutores por fase, sendo:
 - $n=1$ para linhas simples;
 - $n=2$ para linhas duplas;
- D - Distância geométrica equivalente entre condutores [mm];
- r - Raio do cabo [mm].

3.5 Distância Geométrica entre Fases

Os apoios utilizados neste projeto são metálicos do tipo F e de betão do tipo AK. Ambos tem uma geometria em galhardete, com duas fases de um lado da cabeça e a outra do outro.

Na figura (3.1) está representado um apoio metálico do tipo F , fazendo-se de seguida uma breve dedução dos cálculos para determinação da distancia geométrica entre fases.

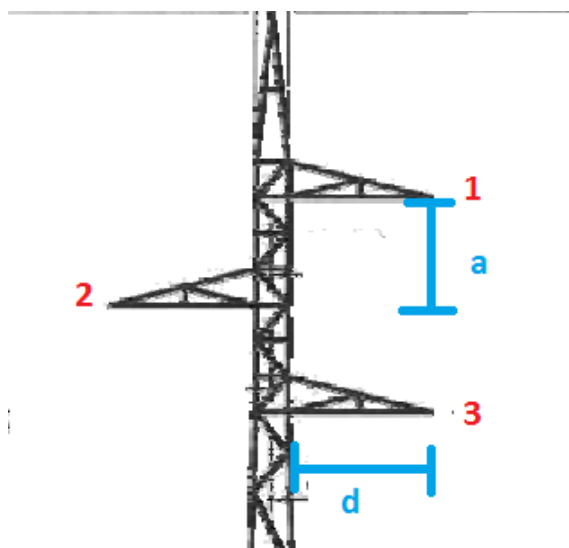


Figura 3.1: Representação de um poste do tipo F [6].

A distância equivalente entre condutores para linhas simples é calculada pela expressão (3.8):

$$D = \sqrt[3]{D_{12} * D_{23} * D_{13}} \text{ [mm]} \quad (3.8)$$

Com:

$$D_{12} = \sqrt{a^2 + (2d)^2} \text{ [mm]}$$

$$D_{13} = 2a \text{ [mm]}$$

$$D_{23} = \sqrt{a^2 + (2d)^2} \text{ [mm]}$$

3.6 Reactância Elétrica

A reactância influencia diretamente a queda de tensão da linha, bem como a capacidade de transporte da mesma. O seu valor linear calcula-se por:

$$X_k = L_k * \omega \text{ [\Omega/km]} \quad (3.9)$$

Em que :

- L_k - Coeficiente de Auto-Indução [H/km];
- ω - Velocidade angular [rad/s].

Para se determinar a reactância elétrica total por toda a extensão da linha , aplica-se a expressão (3.10) :

$$X = X_k * L \text{ } [\Omega] \quad (3.10)$$

Em que :

- X_k - Reactância linear [Ω /km] ;
- L - Comprimento da linha [km].

3.7 Queda de Tensão

A queda de tensão depende dos parâmetros intrínsecos da linha, como a resistência elétrica e a reactância indutiva. O aumento da distancia percorrida pela corrente elétrica, traduz-se em maiores comprimentos do condutor, e isto origina maiores quedas de tensão.

A queda de tensão entre as extremidades da linha pode ser obtida pela expressão (3.11) :

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * (R * \cos \varphi + X * \sin \varphi) \text{ } [V] \quad (3.11)$$

Onde:

- I - Intensidade de corrente [A];
- R - Resistência elétrica do condutor [Ω];
- $\cos \varphi$ - Fator de potência;
- X - Reactância elétrica do condutor [Ω].

Em valores percentuais o seu valor é dado por :

$$U = \frac{\Delta U}{U} * 100 \text{ } [\%]$$

A queda de tensão deve ser necessariamente inferior a 5% da tensão nominal da linha. No uso de cabos de alta temperatura, este valor pode ser incrementado para 10%.

Capítulo 4

Cálculo Mecânico

4.1 Introdução

O cálculo mecânico é uma etapa imprescindível num projeto de linha aérea, pois garante todas as condições de segurança e estabilidade da mesma [12].

Uma linha aérea está sujeita a diferentes condições atmosféricas, principalmente causadas pelas variações do vento e da temperatura existentes. De modo a avaliar o impacto destas condicionantes, deve-se recorrer a um conjunto de ferramentas matemáticas, que permitem assegurar que todos os esforços mecânicos são suportados, nos diversos estados atmosféricos verificados.

Os objetivos essenciais associados ao cálculo mecânico são os seguintes [12]:

- Dimensionamento da tensão mecânica exercida pelos condutores no ato da montagem da linha, atendendo às condições climáticas verificáveis nesse momento, garantindo que em condições atmosféricas diferentes da instalação, os condutores sejam capazes de se manterem operacionais, sem risco de rotura;
- Determinação do parâmetro da catenária de cada cantão e aplicação do mesmo no traçado da linha;
- Determinação e verificação de todas as distâncias de segurança regulamentares a serem apuradas entre os condutores e os inúmeros elementos/obstáculos, no sítio onde vai ser inserida a linha;
- Garantia do afastamento entre condutores, tanto à esquerda como à direita do apoio, de forma a evitar curtos-circuitos fase-fase;
- Determinação da altura dos apoios, de forma a impedir uma proximidade excessiva dos condutores aos objetos situados próximos da linha;
- Dimensionamento da estabilidade dos apoios e escolha dos apoios de acordo com a tabela dos fabricantes.

4.2 Tensões Mecânicas Máximas

No início do cálculo mecânico, define-se o valor da tensão mecânica máxima de serviço a aplicar em todos os vãos da linha, sendo que este valor deve ter em conta as tensões máximas de tração admissíveis, a experiência do projetista e o traçado da linha. Este parâmetro está interligado com a flecha da linha e os esforços solicitados aos apoios. Por exemplo, quanto maior for a tensão mecânica, maior é o esforço solicitado ao apoio e menor é a flecha.

Por questões de aproveitamento dos condutores, torna-se útil, que a tensão de serviço escolhida seja próxima da tensão máxima do cabo, para que o parâmetro da catenária seja o maior possível. Contudo, isto nem sempre é benéfico, uma vez que, pode resultar em esforços elevados, onde os apoios não sejam capazes de os suportar. Assim sendo, deve-se escolher um valor de tensão mecânica que não coloque em perigo os cabos e não solicite em demasia os apoios.

O primeiro passo consiste em determinar as tensões máximas de tração admissíveis (t_{max}), que correspondem ao máximo valor teórico que os cabos aguentam, sem deteriorar as suas propriedades, não havendo, neste caso, risco de rotura. Este valor pode ser calculado pelo quociente das suas tensões de rotura (t_{rotura}) por 2,5, sendo expressa da seguinte forma¹:

$$t_{max} = \frac{t_{rotura}}{2,5} = \frac{T_{rotura}}{\sigma * 2,5} [daN/mm^2] \quad (4.1)$$

Em que:

- t_{rotura} - Tensão de rotura do cabo [daN/mm^2];
- T_{rotura} - Tração de rotura [daN];
- σ - Secção do cabo [mm^2].

O segundo passo destina-se a escolher a tensão máxima de serviço (t_{serv}) a aplicar ao longo da linha. Este valor deve ser necessariamente inferior ao valor da tensão máxima.

$$t_{serv} \leq t_{max} [daN/mm^2] \quad (4.2)$$

Os valores das tensões dos cabos a adotar devem depender do traçado da linha, tendo em consideração certas irregularidades e ângulos pronunciados no traçado, mas também, uma eventual existência de manga de gelo.

O valor mais comum a utilizar para os cabos condutores situa-se entre os 7 e os 12 daN/mm^2 para os vãos situados ao longo da linha. Para os cabos de guarda, adota-se uma folga maior, situando-se entre os 11 e 13 daN/mm^2 nos vãos centrais da linha.

No primeiro e último vão da linha, a tensão de serviço máxima será sempre inferior à tensão escolhida nos restantes vãos, pelo fato de se tratarem de apoios fim de linha, que suportam a

¹Capítulo III, Secção III, artigo 24º do RSLEAT.

totalidade dos esforços. Para os cabos condutores, adota-se um valor entre os 3 e 4 daN/mm², já para os cabos de guarda convencionam-se um valor próximo dos 8 e 9 daN/mm².

Relativamente à ligação dos apoios fim de linha aos pórticos das subestações, são normalmente considerados valores de tensões entre 0,5 e 1 daN/mm² para os cabos condutores e 1 e 2 daN/mm² para os cabos de guarda.

4.3 Estados Atmosféricos

Nas diversas zonas de implementação da linha, existem sempre agentes atmosféricos que condicionam as características elásticas e térmicas dos elementos que fazem parte da mesma [12].

Os condutores são, sem dúvida, o constituinte que mais sofre com estas ações. As forças que sobre ele se aplicam e as mudanças constantes de temperatura, podem por em causa o seu bom funcionamento no sistema.

Assim, fatores como a temperatura, vento e gelo, têm implicações nos componentes das linhas, sendo importante a sua consideração nos diversos cálculos mecânicos iniciais da linha.

Para isso, estão estipulados três estados climatéricos diferentes, que estão qualificados de acordo com ação dos agentes atmosféricos, no local onde a linha será implementada.

4.3.1 Estado de Inverno

O Estado de Inverno é um estado atmosférico também definido como estado de vento reduzido, sendo caracterizado por uma temperatura mínima previsível para a região onde se vai implementar a linha e por uma possível formação de uma manga de gelo.

A temperatura para condições normais é de -5°C e para zonas propícias a gelo é de -10°C.

4.3.2 Estado de Primavera

O Estado de Primavera é um estado atmosférico também definido como o estado de vento máximo, sendo caracterizado pela existência de ventos fortes e intensos, temperatura média de 15°C previsível para o local onde se vai instalar a linha e inexistência de gelo.

4.3.3 Estado de Verão

O Estado de Verão, também conhecido pelo estado de flecha máxima, é caracterizado pela existência de temperaturas elevadas previsíveis para o local de implementação da linha, estando estas dependentes da classe das linhas a implementar. No presente projeto, a linha está classificada na classe 3, com tensão nominal inferior a 100 kV, sendo a temperatura máxima de 65°C. Contudo, a EDP Distribuição aumenta o valor de temperatura máxima para 80°C, de forma a explorar as linhas, em situações de contingência da rede².

²Capítulo III, Secção III, ponto 3 do artigo 22º do RSLEAT.

Nestas condições, os cabos são submetidos a intensas solicitações térmicas causadas pela temperatura máxima, levando a deformações mais acentuadas e originando uma flecha elevada.

Este estado também é descrito como não existindo gelo e vento, tendo por isso um coeficiente de sobrecarga unitário.

4.3.4 Ação da Temperatura

Na tabela (4.1) encontra-se apresentados, em termos numéricos, os valores das temperaturas dos diferentes estados³:

Tabela 4.1: Temperaturas de acordo com os seus estados atmosféricos.

Estado atmosférico	Temperatura (°C)	
	Com gelo	Sem gelo
Inverno	-10	-5
Primavera	-	15
Verão	-	80

4.4 Forças Exercidas pelos Agentes Atmosféricos e pelos Cabos

Numa linha aérea, os cabos são submetidos a várias solicitações mecânicas que estão fortemente relacionadas com a ação do vento, com o próprio peso dos cabos e com a eventual manga de gelo que poderá rodear os cabos.

Na figura (4.1) são representadas as ações exercidas pelos agentes atmosféricos sobre a unidade de comprimento do cabo a considerar:

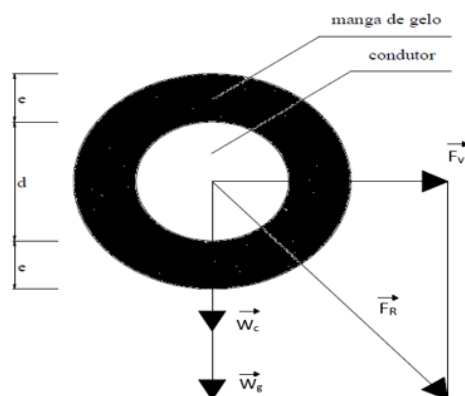


Figura 4.1: Forças exercidas pelos agentes atmosféricos no cabo.

Onde:

- e - Espessura da manga de gelo [m] ;

³Capítulo III, Secção III, artigo 21º do RSLEAT.

- d - Diâmetro do cabo [m] ;
- W_c - Peso específico do condutor por unidade de comprimento [daN/m];
- W_g - Peso específico da possível manga de gelo por unidade de comprimento [daN/m];
- F_v - Força do vento exercida sobre o condutor e a eventual manga de gelo [daN/m];
- F_R - Força resultante das diferentes ações impostas pelos agentes atmosféricos [daN/m].

A resultante das diferentes ações (F_R) pode ser obtida com recurso à aplicação do teorema de Pitágoras, sendo expressa pela expressão (4.3):

$$F_R = \sqrt{(W_c + W_g) + F_v^2} \text{ [daN/m]} \quad (4.3)$$

4.4.1 Ação do Peso Próprio do Cabo

O valor do peso específico do cabo (W_c) encontra-se referenciado nas tabelas dos fornecedores com as especificações do cabo utilizado.

Este valor também pode ser calculado pela expressão (4.4):

$$W_c = \omega_v * \sigma \quad (4.4)$$

Onde:

- ω_v - peso específico volumétrico da substância de que o condutor é constituído [kg/mm³] ;
- σ - Secção do cabo [mm²]

4.4.2 Ação do Vento

No cálculo das linhas aéreas, toma-se em consideração que o vento atua numa direção horizontal e a força proveniente da sua ação é considerada paralela à direção da sua velocidade,⁴ sendo exprimida pela expressão (4.5) :

$$F_v = \alpha * c * q * (d + 2e) \text{ [daN/m]} \quad (4.5)$$

Em que :

- α -Coeficiente de redução ou fator aerodinâmico [Sem Unidades];
- c -Coeficiente de forma dos condutores [Sem unidades];
- q - Pressão dinâmica do vento [daPa] ;

⁴Capítulo II, Secção V, ponto 1 do artigo 20º do RSLEAT.

- d - Diâmetro do cabo [m];
- e - Espessura da manga de gelo [m];

4.4.2.1 Coeficiente de Redução

O coeficiente de redução, também denominado por fator aerodinâmico, traduz a variabilidade da velocidade do vento ao longo de toda a linha, sendo o seu valor diferente para os diversos elementos da mesma.

O valor adotado para condutores e cabos de guarda é de 0,6 e para apoios, travessuras e isoladores é de 1,0⁵.

4.4.2.2 Coeficiente de Forma

O coeficiente de forma dos condutores permite representar a influência geométrica da secção do cabo perante a ação do vento, estando o seu valor dependente do seu diâmetro.

Na tabela (4.2) encontram-se discriminados os valores de coeficiente de forma, de acordo com o diâmetro do cabo⁶.

Tabela 4.2: Coeficiente de forma para os cabos condutores e cabos de guarda.

Tipo	Diâmetro [mm]	Coeficiente de forma
Condutores nus e cabos de guarda	$\leq 12,5$	1,2
	$12,5 < d \leq 15,8$	1,1
	$> 15,8$	1

Os cabos convencionais, largamente utilizados em linhas aéreas, são caracterizados por terem uma secção irregular, com um cableamento de fios de um ou mais metais em camadas concêntricas, de sentidos alternados. Na figura (4.2) observa-se o aspeto não uniforme da secção do cabo.



Figura 4.2: Geometria de cabo usado em linhas aéreas[11].

⁵Capítulo II, Secção V, artigo 14º do RSLEAT.

⁶Capítulo II, Secção V, artigo 15º do RSLEAT.

4.4.2.3 Pressão Dinâmica do Vento

Relativamente à pressão dinâmica do vento, os seus valores dependem diretamente da altura acima do solo a que se encontra o elemento da linha (apoio) sobre o qual se pretende calcular a ação do vento, bem como do estado atmosférico pretendido.

O estado atmosférico é caracterizado de acordo com a força do vento, considerando-se os seguintes casos:

- Caso de vento máximo habitual - Estado de Primavera;
- Caso de vento reduzido - Estado de Inverno.

Na tabela (4.3) são mostrados os valores da pressão dinâmica do vento, em função da altura acima do solo a que se encontra o elemento da linha no qual se pretende calcular a ação do vento⁷.

Tabela 4.3: Pressão dinâmica do vento de acordo com a altura ao solo.

Altura acima do solo h [m]	Pressão dinâmica q [Pa]	
	Vento máximo habitual	Vento reduzido
≤ 30	750	300
$30 < h \leq 50$	900	360
> 50	1050	420

Caso a linha a ser projetada se encontre a uma altitude superior a 600 m, deve-se incrementar os valores de pressão nos dois casos de estudo em 20%, tomando os seguintes valores⁸:

Tabela 4.4: zonas de altitude superior a 600 m relativamente ao nível do mar.

Altura acima do solo h [m]	Pressão dinâmica q [Pa]	
	Vento máximo habitual	Vento reduzido
≤ 30	900	360
$30 < h \leq 50$	1080	432
> 50	1260	504

4.4.3 Ação do Gelo Sobre os Cabos Condutores e Cabos de Guarda

No dimensionamento de linhas aéreas, o gelo é um dos fatores mais relevantes que devem ser tomados em consideração. A inclusão da manga de gelo deve-se a fatores como a humidade do ar, a temperatura e a altitude dos locais cruzados pela linha.

A formação de uma manga de gelo que envolve os condutores e cabos de guarda resulta num aumento do seu diâmetro e peso, levando a um aumento considerável da superfície batida pelo vento.

⁷Capítulo II, Secção V, ponto 1 do artigo 13º do RSLEAT.

⁸Capítulo II, Secção V, ponto 3 do artigo 13º do RSLEAT.

As cargas de gelo devem ser tomadas em consideração para regiões de altitude superior a 700 m situadas nos seguintes concelhos em Portugal : Portalegre , Castelo Branco, Coimbra , Braga, Vila Real, Bragança, Viana do Castelo, Porto, Viseu e Guarda⁹.

O valor do peso específico do gelo (W_g) é calculado através da expressão (4.6):

$$W_g = \left(\frac{\rho * \pi}{4}\right) * [(d + 2e)^2 - d^2] \text{ [daN/m]} \quad (4.6)$$

Onde:

- ρ - Peso específico volumétrico do gelo, igual a 900 [kg/m³];
- d - Diâmetro do cabo [m];
- e - Espessura da manga de gelo [m].

A manga de gelo a considerar no cálculo dos cabos condutores e de guarda deverá ter uma espessura de 10 mm¹⁰.

Contudo, convém realçar que a espessura depende da altitude da linha, sendo usado na EDP o seguinte critério mostrado na tabela (4.5):

Tabela 4.5: Valores da espessura do gelo consoante a altitude da linha.

Altitude [m]	Espessura do gelo [mm]
700 -900	10
900-1100	12
1100-1300	14

4.5 Coeficiente de Sobrecarga

O coeficiente de sobrecarga é exprimido de forma a ter em consideração todos os agentes atmosféricos envolvidos no estudo do comportamento mecânico dos condutores nas linhas.

A caracterização do coeficiente de sobrecarga, para cada estado atmosférico, representa o agravamento no peso do condutor, tendo em conta os diversos fatores atmosféricos envolvidos.

A expressão para o cálculo do coeficiente de sobrecarga (m) está descrita em (4.7):

$$m = \frac{F_R}{W_c} = \frac{\sqrt{(W_c + W_g)^2 + F_v^2}}{W_c} \quad (4.7)$$

Desta forma é possível calcular coeficientes de sobrecarga para os diferentes estados atmosféricos. Como facilmente se verifica, o seu valor no estado de verão é igual a 1, uma vez que a expressão (4.7) toma a seguinte forma:

⁹Capítulo II, Secção V, comentários do artigo 16º do RSLEAT.

¹⁰Capítulo II, Secção V, artigo 16º do RSLEAT.

$$m_3 = \frac{\sqrt{(W_c + 0)^2 + 0}}{W_c} = 1$$

No estado de Primavera, a expressão (4.7) simplifica-se da seguinte forma:

$$m_2 = \frac{\sqrt{(W_c + 0)^2 + F_v^2}}{W_c}$$

No estado de Inverno, a expressão fica igual à expressão (4.7), ficando dependente da existência do gelo.

$$m_1 = \frac{F_R}{W_c} = \frac{\sqrt{(W_c + W_g)^2 + F_v^2}}{W_c}$$

4.6 Equação dos Estados

A equação dos estados é uma equação de equilíbrio mecânico que relaciona dois estados atmosféricos, permitindo o cálculo da tensão mecânica nos condutores de um dado vão, num qualquer estado atmosférico, desde que seja conhecido o seu valor no outro estado atmosférico.

Esta igualdade só se torna viável, caso se saiba previamente os valores das temperaturas e dos coeficientes de sobrecarga em ambos os estados atmosféricos, as características dos condutores utilizados e o valor de tensão mecânica num desses estados.

Na igualdade (4.8) é apresentada a equação dos estados:

$$\theta_k + \frac{t_k}{\alpha * E} - \frac{m_k^2 * W_c^2 * L^2}{24 * \alpha * \sigma^2 * t_k^2} = \theta_i + \frac{t_i}{\alpha * E} - \frac{m_i^2 * W_c^2 * L^2}{24 * \alpha * \sigma^2 * t_i^2} \quad (4.8)$$

Em que:

- θ_k e θ_i - Temperatura no estado k e i respetivamente [$^{\circ}\text{C}$];
- t_k e t_i - Tensão mecânica do condutor no estado atmosférico k e i respetivamente [daN/mm^2];
- m_k e m_i - Coeficientes de sobrecarga dos estados atmosféricos k e i respetivamente;
- W_c - Peso específico do condutor por unidade de comprimento [daN/m];
- L - Comprimento do vão [m];
- α - Coeficiente de dilatação linear térmica do cabo [$^{\circ}\text{C}^{-1}$];
- σ - Secção do cabo [mm^2];
- E - Módulo de elasticidade ou módulo de Young [daN/mm^2].

4.7 Determinação da Tensão de Montagem

A operação de montagem e de regulação mecânica dos cabos numa linha aérea é uma tarefa complicada, existindo regras que têm que ser cumpridas para não por em causa o bom funcionamento da linha.

Este trabalho deve ser feito sem a presença de gelo e na ausência de vento, sendo necessário efetuar o cálculo para a temperatura que se verifica na altura da montagem. Admite-se que a montagem é feita no Verão, utilizando-se um coeficiente de sobrecarga unitário.

A determinação da tensão no dia da montagem faz-se recorrendo à equação dos estados, mostrada na equação (4.8). Compara-se o estado de Verão, com o estado atmosférico mais desfavorável, variando-se a temperatura de forma a saber as várias condições possíveis na altura da montagem.

Para achar o estado mais desfavorável, é necessário saber previamente os valores dos coeficientes de sobrecarga e do eventual vão crítico.

4.7.1 Vão Crítico

Antes de avançar com a explicação do vão crítico, torna-se necessário fazer uma abordagem minuciosa sobre qual dos três estados atmosféricos pode ser considerado o mais desfavorável, ou seja aquele que conduz os condutores a uma tensão mecânica mais elevada.

O estado de Verão é caracterizado pela existência de temperaturas elevadas, inexistência de vento e ausência de gelo, fazendo com que exista uma dilatação dos condutores e um aumento da flecha da linha. Isto leva a um aumento do comprimento do arco da catenária e a uma diminuição da tensão mecânica. Por estes motivos, o estado de Verão nunca pode ser considerado o pior estado.

A opção de escolha do pior estado incide no estado de Primavera ou de Inverno. Enquanto que na Primavera, é característico a existência de ventos fortes e intensos, no Inverno é provável a existência de gelo. Por estes motivos, as solicitações mecânicas são elevadas nestes estados, tornando necessário o estabelecimento de um vão crítico, útil para determinar o pior estado atmosférico.

O vão crítico (L_{cr}) corresponde ao vão de referência, pelos quais os condutores ficam sujeitos à mesma tração de serviço máxima, nos estados de inverno e primavera.

A seguinte demonstração possibilita o cálculo matemático do vão crítico. Partindo da equação (4.8), considera-se $t_i = t_k = t_{serv}$ e $L = L_{cr}$, alcançando-se a seguinte igualdade:

$$\theta_k + \frac{t_{serv}}{\alpha * E} - \frac{m_k^2 * W_c^2 * L_{cr}^2}{24 * \alpha * \sigma^2 * t_{serv}^2} = \theta_i + \frac{t_{serv}}{\alpha * E} - \frac{m_i^2 * W_c^2 * L_{cr}^2}{24 * \alpha * \sigma^2 * t_{serv}^2} \quad (4.9)$$

Resolvendo em ordem a L_{cr} , obtém-se a expressão (4.10):

$$L_{cr} = \frac{\sigma * t_{serv}}{W_c} * \sqrt{\frac{24 * \alpha * (\theta_i - \theta_k)}{m_i^2 - m_k^2}} [m] \quad (4.10)$$

Onde:

- σ - Secção do cabo [mm^2];
- t_{serv} - Tensão mecânica máxima de serviço [daN/mm^2];
- W_c - Peso específico do condutor por unidade de comprimento [daN/m];
- θ_i - Temperatura no estado de Primavera [$^{\circ}C$];
- θ_k - Temperatura no estado de Inverno [$^{\circ}C$];
- m_i - Coeficiente de sobrecarga associado ao estado de Primavera;
- m_k - Coeficiente de sobrecarga associado ao estado de Inverno.

A expressão (4.10) permite concluir que, o valor do vão crítico só é real, se o coeficiente de sobrecarga referente ao estado de primavera for superior ao estado de inverno, já que a temperatura no estado de primavera é sempre superior à temperatura no estado de inverno.

4.7.2 Vão Equivalente Fictício

O vão equivalente traduz um vão fictício no qual as variações da tensão mecânica, devido às variações de carga e de temperatura, são sensivelmente iguais às dos vãos reais do cantão ¹¹.

O vão equivalente fictício utiliza-se, caso se esteja na presença de um cantão composto por vários vãos, ou seja se entre dois apoios de amarração se encontrem vários apoios em suspensão. Deste modo, surge a necessidade de encontrar um vão equivalente entre o conjunto de vãos existente.

O processo de cálculo para zonas em patamar é dado pela expressão (4.11):

$$L_{eq} = \sqrt{\frac{\sum_1^N L_i^3}{\sum_1^N L_i}} [m] \quad (4.11)$$

Onde :

- $\sum_1^N L_i$ - Somatório dos vãos pertencentes ao cantão [m];

Para zonas montanhosas, a fórmula de cálculo é dada pela expressão (4.12) :

¹¹Capítulo I, Secção IV, artigo 4º do RSLEAT.

$$L_{eq} = \frac{\sum_1^N b_i}{\sum_1^N L_i} * \sqrt{\frac{\sum_1^N \frac{L_i^5}{b_i^2}}{\sum_1^N L_i}} [m] \quad (4.12)$$

Sendo:

- $b_i = \sqrt{L_i^2 + h_i^2}$ [m] , em que h corresponde à diferença de cotas dos apoios, com altura do apoio incluída.

Para o cálculo das tensões de um determinado cantão, usa-se o valor do seu vão equivalente e não os valores de cada um dos diferentes vãos que os compõem.

4.7.3 Estado Mais Desfavorável

O diagrama de decisão corresponde a uma processo de escolha para determinar o pior estado atmosférico.

Numa primeira fase é necessário comparar os valores dos coeficientes de sobrecarga nos estados relativos ao inverno e primavera, e caso o valor no inverno seja maior do que na primavera, não se torna necessário saber os valores de vão crítico. Por outro lado, se o valor do coeficiente de sobrecarga no inverno for inferior ao da primavera, torna-se obrigatório determinar os valores do vão crítico e do vão equivalente de um cantão (ou vão médio, caso sejam duas amarrações seguidas).

Como se pode interpretar na seguinte árvore de decisão mostrada na figura (4.3), os critérios de escolha são baseados em comparações entre os valores dos coeficientes de sobrecarga no Inverno e na primavera e também entre os valores do vão critico e vão equivalente (ou vão médio).

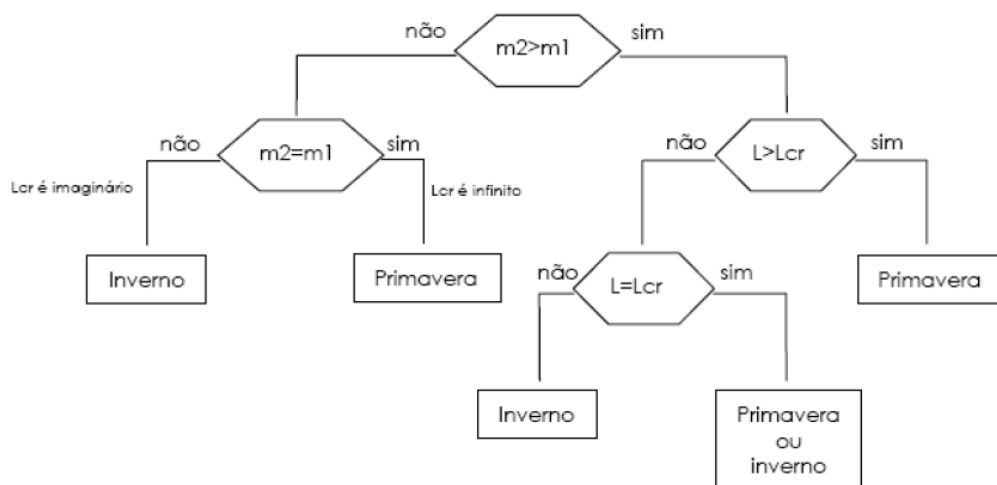


Figura 4.3: Fluxograma do estado mais desfavorável [12].

Interpretações sobre a árvore de decisão, sabendo-se que m_1 corresponde ao estado de inverno e m_2 ao estado de Primavera :

- Nos casos em que $m_1=m_2$ (vão critico infinito), verifica-se que o pior estado atmosférico é a Primavera.
- Nos casos em que $m_1>m_2$ (vão critico imaginário), verifica-se que o pior estado atmosférico é o Inverno.
- Nos casos em que existam vãos superiores ao vão critico ($L > L_{cr}$), o estado mais desfavorável é o de primavera.
- Nos casos em que existam vãos inferiores ao vão critico ($L < L_{cr}$) o estado mais desfavorável é o de Inverno.

4.8 Curvas das Linhas e Cálculo das Flechas

Desde os primórdios das linhas aéreas que a geometria das curvas é um dos fatores que mais intriga os engenheiros. O conhecimento de parâmetros como as flechas, tensões mecânicas e comprimentos dos condutores são de facto extremamente relevantes, e isso só é possível com aproximações matemáticas que permitam tratar a forma incerta da curva que se forma devido aos condutores.

Analisando-se o modo de suspensão dos cabos condutores nas linhas aéreas de energia, facilmente se conclui que estes não são perfeitamente flexíveis, nem elasticamente deformáveis e são sujeitos a ações irregulares de ventos, que lhes confere uma dupla curvatura e movimento.

A imposição do regulamento de segurança, no cumprimento de todas as distâncias mínimas regulamentares dos condutores, torna necessário saber a cota a que os condutores se vão encontrar, de forma a não violar essas mesmas distâncias e isso só se torna possível, se houver uma equação matemática capaz de dar resultados a esse mesmo objetivo.

A catenária é a melhor aproximação da curva de equilíbrio feita pelos condutores, entre dois apoios adjacentes [12]. Esta aproximação é feita por excesso e é considerada aceitável, na medida em que introduz no cálculo, um erro suficientemente pequeno, que em nada influencia a sua interpretação.

A expressão matemática que permite definir a curva catenária para vãos em patamar é a seguinte ¹² :

$$y = P(\cosh(\frac{x}{P}) - 1) \quad (4.13)$$

Sendo :

- P - Parâmetro da catenária [m];

¹²Capítulo I, Secção IV, artigo 4º do RSLEAT.

- x - Distância em projeção horizontal entre um ponto da catenária e o ponto horizontal tangente à curva [m];
- y - Distância em projeção vertical entre um ponto da catenária e o ponto horizontal tangente à curva [m].

O parâmetro da catenária é dado por :

$$P = \frac{t_i * \sigma}{W_c} [m] \quad (4.14)$$

Sendo:

- t_i - tensão de montagem [daN/mm²];
- σ - Secção do cabo [mm²] ;
- W_c - Peso específico do condutor por unidade de comprimento [daN/m].

Como se pode constatar, para calcular a curva catenária para vãos em patamar é necessário aplicar a função co-seno hiperbólico, sendo que esta situação se agrava quando se pretende analisar vãos em desnível.

Deste modo, surgiu um método capaz de aproximar a catenária por uma parábola. Esta aproximação só se torna viável até vãos de 400 m [33], sendo que acima destes valores são visíveis erros consideráveis. Na figura (4.4) encontram-se representadas as duas curvas, destacando-se a aproximação entre ambas. A curva azul representa a aproximação parabólica e a curva vermelho a catenária. No eixo xx, os valores apresentados encontram-se multiplicados por 10³.

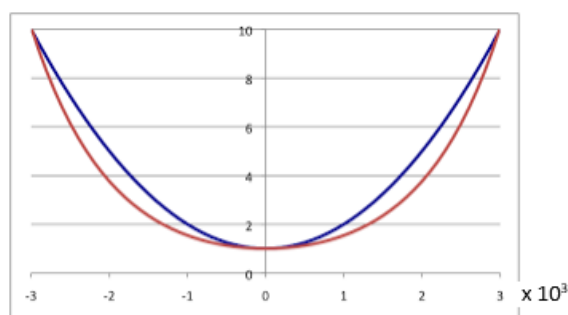


Figura 4.4: Representação da curva catenária e da parábola [13].

Como referido anteriormente, de acordo com a topologia do terreno os vãos podem ser classificados como vãos em desnível ou vãos em patamares, variando a análise da aproximação parabólica para estes tipos de vãos. Nas subsecções seguintes, são apresentadas as equações capazes de solucionar o problema da determinação das flechas condutoras.

4.8.1 Vãos em patamar

Nos vãos em patamar, os pontos de fixação dos condutores encontram-se situados ao mesmo nível. A figura (4.5) exemplifica um vão com estas características.

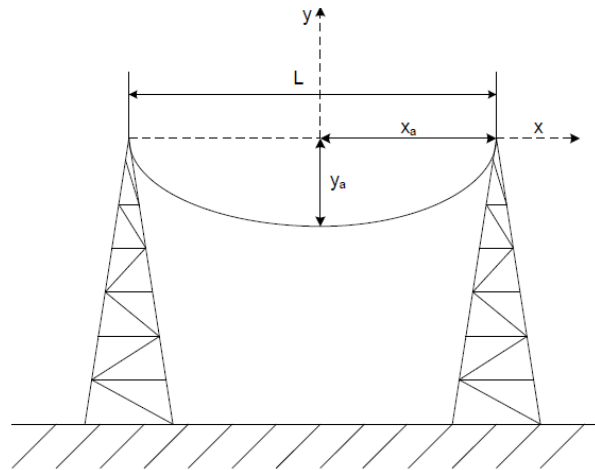


Figura 4.5: Representação de um vão em patamar [12].

Nesta situação, a flecha é aproximada pela seguinte expressão matemática:

$$f = \frac{m * \omega * L^2}{8 * \sigma * t_i} [m] \quad (4.15)$$

- m - Coeficiente de sobrecarga unitário;
- L - Comprimento do vão [m];
- σ - Secção do cabo [mm^2];
- W_c - Peso próprio do cabo [daN/m];
- t_i - Tensão de montagem do cabo à temperatura i [daN/ mm^2].

4.8.2 Vãos em desnível

Um vão em desnível pode ser representado pelo esquema apresentado na figura (4.6).

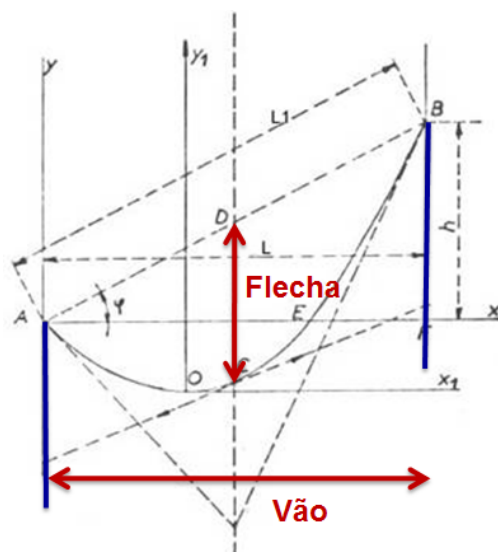


Figura 4.6: Representação de um vão em desnível [12].

Nesta situação, a flecha é aproximada pela seguinte expressão matemática:

$$f = \frac{m * \omega * L * L_1}{8 * \sigma * t_i} [m] \quad (4.16)$$

- m - Coeficiente de sobrecarga unitário ;
- L - Comprimento do vão [m];
- L_1 - Comprimento medido diretamente nos pontos de fixação dos apoios adjacentes [m];
- σ - Secção do cabo [mm^2];
- W_c - Peso específico do condutor por unidade de comprimento [daN/m];
- t_i - Tensão de montagem do cabo [daN/ mm^2].

Para determinar L_1 é necessário recorrer ao teorema de Pitágoras, uma vez que como é visível na figura (4.6), é feito um triângulo retângulo entre os dois apoios adjacentes. Assim, L_1 é igual a :

$$L_1 = \sqrt{L^2 + h^2} [m] \quad (4.17)$$

Sendo :

- L - Comprimento do vão [m];
- h - Diferença de cota entre os pontos de fixação dos apoios [m].

4.9 Desvio Transversal nas Cadeias de Isoladores

A ação do vento transversal sobre a cadeia de isoladores pode fazer com que esta oscile, segundo o eixo onde está aplicada. Deste modo, torna-se necessário verificar se o desvio causado pela ação do vento não ultrapassa o desvio máximo admissível, 60 graus.

A figura (4.7) ilustra o problema descrito neste ponto:

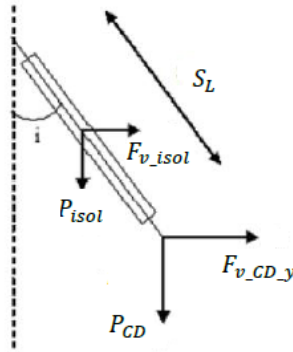


Figura 4.7: Desvio transversal da cadeia de isoladores.

Nesta situação são aplicadas as seguintes forças:

- $F_{V_CD_y}$ - Força exercida pelo vento sobre o cabo condutor [daN];
- $F_{V_Isoladores}$ - Força exercida pelo vento sobre a cadeia de isoladores [daN];
- P_{CD} - Peso do cabo condutor [daN];
- $P_{Isoladores}$ - Peso da cadeia de isoladores [daN];
- S_L - Comprimento da cadeia de isoladores [m].

Para o cálculo do desvio transversal das cadeias de isoladores utiliza-se, não o valor da pressão dinâmica do vento máximo habitual, mas metade desse valor. O desvio transversal é dado pela expressão (4.18):

$$i = \tan^{-1} \left(\frac{F_{V_CD_y} + \frac{F_{V_isol}}{2}}{P_{CD} + \frac{P_{isol}}{2}} \right) [grados] \quad (4.18)$$

Para o caso de um vão desnivelado, é necessário ter em conta as forças que atuam no cabo, pois o ponto de flecha máxima não se encontra a meio do vão. É necessário analisar então, a influência que os vãos têm na cadeia de isoladores, ou seja, como o peso e a tração do cabo influenciam o desvio transversal. Para isso, são apresentados dois casos demonstrativos, que servem de suporte para o cálculo do peso real dos condutores.

Caso 1

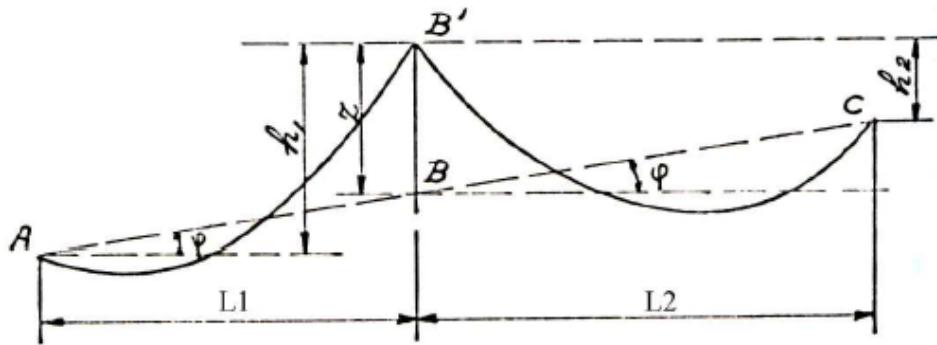


Figura 4.8: Distâncias para o cálculo do peso real dos condutores em cada apoio - caso 1 [14].

Nesta situação, os condutores têm os seus pesos influenciados pelas trações aplicadas nos mesmos. Denominando P_1 e P_2 , como os pesos dos condutores, e T_1 e T_2 nos vãos 1 (L_1) e vão 2 (L_2) como as trações aplicadas respetivamente, os valores de P_1 e P_2 calculam-se da seguinte forma:

$$P_1 = W_c * \frac{L_1 + L_2}{2} + T_1 * \frac{Z}{L_1} [daN] \quad (4.19)$$

$$P_2 = W_c * \frac{L_1 + L_2}{2} + T_2 * \frac{Z}{L_2} [daN] \quad (4.20)$$

Como se tratam de apoios com iguais trações, pode-se simplificar o peso total nos condutores por:

$$P_{CD} = W_c * \frac{L_1 + L_2}{2} + T * \left(\frac{Z}{L_1} + \frac{Z}{L_2} \right) [daN] \quad (4.21)$$

Sendo :

- L_1 - Vão à esquerda do apoio em questão [m];
- L_2 - Vão à direita do apoio em questão [m];
- W_c - Peso específico do condutor por unidade de comprimento [daN/m];
- T - Tração máxima de serviço [daN/mm²];
- Z - Altura entre o ponto de fixação do apoio em que se pretende calcular o desvio e o ponto de intersecção da reta que une o apoio à esquerda com o apoio à direita [m].

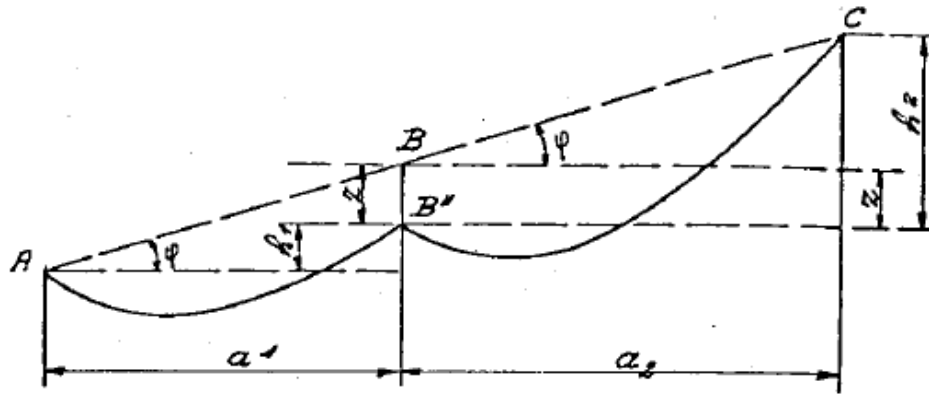
Caso 2

Figura 4.9: Distâncias para o cálculo do peso real dos condutores em cada apoio - caso 2 [14].

Nos casos em que o parâmetro Z se situe abaixo do segmento de recta que une os apoios A e C , deve-se tomar o sinal negativo no termo $(\frac{Z}{L_1} + \frac{Z}{L_2})$, ficando a expressão de cálculo do peso dos condutores a seguinte:

$$P_{CD} = W_c * \frac{L_1 + L_2}{2} - T * \left(\frac{Z}{L_1} + \frac{Z}{L_2} \right) [daN] \quad (4.22)$$

4.10 Ângulo dos Condutores nas Fixações

Devido à forma como os condutores são fixados às cadeias de suspensão, o ângulo mínimo que devem formar no ponto de fixação é de 167 graus.

Na figura seguinte encontra-se a forma como os condutores são implementados nas cadeias de suspensão.

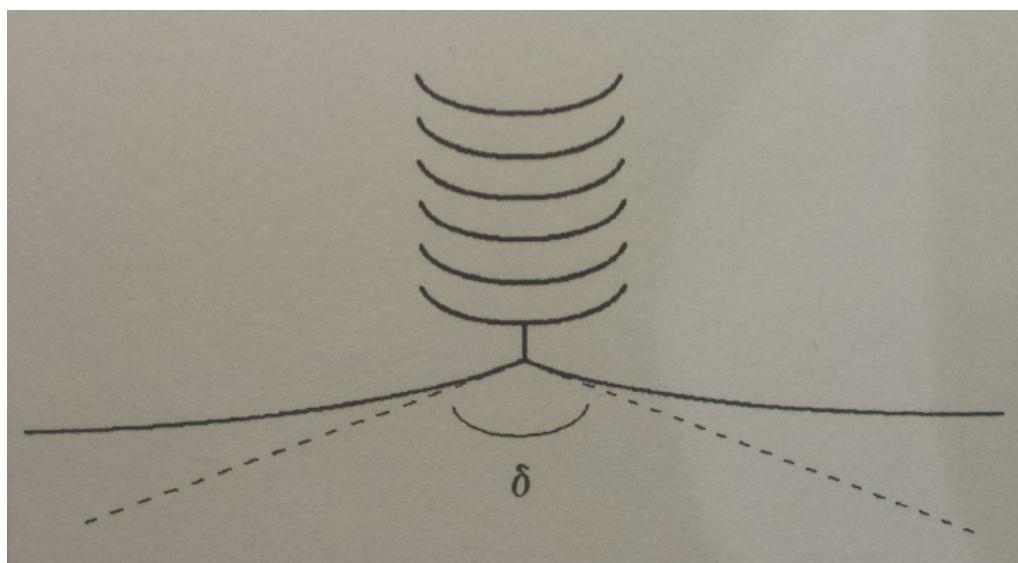


Figura 4.10: Ângulo δ formado pelos condutores no ponto de fixação à cadeia de suspensão.

O ângulo total formado pelo condutor na fixação é dado por :

$$\delta = 200 - (\delta_A + \delta_B) \text{ [grados]} \quad (4.23)$$

O ângulo de cada contribuição à esquerda e à direita dos condutores nas fixações é dado por :

$$\tan \delta_i = \frac{h \pm 4 * f}{L} \text{ [grados]} \quad (4.24)$$

Sendo:

- h - Altura face ao ponto de fixação do condutor [m];
- f - flecha [m];
- L - comprimento do vão [m].

4.11 Distâncias de Segurança Regulamentares

Os condutores são estabelecidos de modo a não serem atingíveis, sem meios especiais, de quaisquer lugares acessíveis a pessoas¹³.

De acordo com o regulamento RSLEAT, existem estipuladas diversas distâncias mínimas de segurança, entre os condutores e os inúmeros elementos e obstáculos encontrados no local de implementação da linha aérea.

¹³Capítulo III, Secção V, artigo 26º do RSLEAT.

Na fase de levantamento topográfico, são assinalados todos os elementos exteriores que podem condicionar a colocação e a altura dos diversos apoios, como a presença de árvores, edifícios, de linhas aéreas existentes, de cursos de água, entre outros.

Nas subsecções seguintes, são expostas as distâncias mínimas entre os condutores e os diversos elementos encontrados no terreno do presente projeto.

4.11.1 Distância dos Condutores ao Solo

A distância dos condutores ao solo é um dos principais fatores condicionantes do projeto, assumindo um papel preponderante na colocação inicial dos apoios. Deste modo, a distância verificada entre os condutores e o solo, nas condições de flecha máxima, com ou sem intervenção do vento, deve ser igual ou superior à distância D , expressa em metros, calculada pela seguinte expressão¹⁴:

$$D = 6,0 + 0,005U \text{ [m]} \quad (4.25)$$

Sendo:

- U - Tensão nominal [kV] .

Como se pode constatar pela expressão (4.25), para situações em que a tensão nominal da linha seja de 60 kV, a distância mínima exigida é de 6,3m. Contudo, os regulamentos da EDP Distribuição exigem que este valor tenha no mínimo 7,0m. Sendo assim, nesta dissertação assume-se este valor aquando do traçado dos diversos vãos ao longo do terreno.

4.11.2 Distância dos Condutores a Obstáculos Diversos

Os diversos obstáculos a que se refere este tópico dizem respeito a falésias, terrenos de declives muito acentuados e construções não acessíveis por pessoas, como antenas, semáforos e candeeiros de iluminação pública.

Do mesmo modo, as partes salientes dos edifícios não suscetíveis de serem escalonadas por pessoas, como pára-raios, mastros, aparelhos de iluminação exterior, também entram no lote de obstáculos encontrados ao longo de um terreno.

A distância mínima entre os condutores das linhas aéreas e os diversos obstáculos referidos anteriormente, nas condições de flecha máxima dos condutores, podendo estes estar desviados ou não pelo vento, deve ser igual ou superior à distância D , expressa em metros, calculada pela seguinte expressão¹⁵:

$$D = 2,0 + 0,0075U \text{ [m]} \quad (4.26)$$

¹⁴Capítulo III, Secção V, ponto 1 do artigo 27º do RSLEAT.

¹⁵Capítulo III, Secção V, ponto 1 do artigo 30º do RSLEAT.

Sendo:

- U - Tensão nominal [kV] .

O valor de D deve ter no mínimo 3,0m.

4.11.3 Distância entre os Condutores

Na fase de projeto, deve ser estabelecida uma distância mínima regulamentar entre condutores, que permita evitar a aproximação destes entre si , nomeadamente em situações severas de oscilações causadas pelo vento.

Esta etapa é uma fase crucial durante o calculo mecânico, visto que deve-se desde cedo garantir, que os condutores estão corretamente afastados, dependendo isto os tipos de apoios utilizados, os comprimentos dos vãos e as flechas máximas.

A distância estabelecida entre os condutores é imprescindível, visto que o contacto entre os condutores pode originar um curto-circuito fase-fase, resultando em graves problemas técnicos, diminuindo a qualidade de serviço da rede de distribuição de energia.

Para linhas cuja tensão nominal é superior a 40 kV (linhas de 3ª classe), a distância mínima deve ser de 0,5m¹⁶ e pode ser calculada pela seguinte expressão¹⁷:

$$D = k * \sqrt{f + d} + \frac{U}{150} [m] \quad (4.27)$$

Onde:

- D - Distância entre condutores pré definida pelo apoio [m];
- U - Tensão nominal da linha [kV];
- f - Flecha máxima dos condutores [m];
- d - Comprimento da cadeia de isoladores suscetíveis de oscilarem transversalmente à linha, cujo valor expresso em metros é o seguinte:
 1. Cadeias de Amarração - $d = 0$ m;
 2. Cadeias de Suspensão - $d = 1,2$ m.
- k - Coeficiente que depende da natureza dos condutores, estando determinado do seguinte modo:
 1. 0,6 para condutores de cobre, bronze, aço e alumínio-aço;
 2. 0,7 para condutores de alumínio e de ligas de alumínio.

No estabelecimento de linhas em zonas de gelo, é muito provável uma aproximação dos condutores contíguos, devido ao fato de os condutores experimentarem oscilações no plano vertical no momento da queda de gelo.

¹⁶Capítulo III, Secção V, ponto 3 do artigo 31º do RSLEAT.

¹⁷Capítulo III, Secção V, ponto 1 do artigo 31º do RSLEAT.

No estabelecimento de linhas fora da zona de gelo, pode-se considerar que a distância entre condutores pode ser inferior ao valor calculado pela expressão (4.27), desde que a distância entre os planos horizontais dos respectivos pontos de fixação não seja menor que dois terços do valor calculado pela expressão (4.27) ¹⁸.

4.11.4 Distância entre os Condutores e os Cabos de Guarda

A distância entre os condutores e os cabos de guarda, próxima dos pontos de fixação aos apoios, deve ser igual ou superior à distância mínima entre condutores ¹⁹.

4.11.5 Distância entre os Condutores e os Apoios

A distância entre os condutores e os apoios, deve ser aferida em duas situações distintas. Numa primeira fase, verifica-se a distância quando os condutores se encontram em repouso, à temperatura mais desfavorável e de seguida apura-se a situação em que os condutores são desviados sob a ação do vento, considerando-se metade da pressão dinâmica do vento máximo habitual à temperatura de 15 °C.

Para cada uma das hipóteses, a distância D expressa em metros, deverá ser superior à obtida por cada uma das expressões seguintes ²⁰:

- condutores em repouso

$$D = 0,10 + 0,0065U_{nominal} [m] \quad (4.28)$$

- condutores desviados pelo vento

$$D = 0,0065U_{nominal} [m] \quad (4.29)$$

O valor de D não deverá ser inferior a 0,15m, algo que nunca se verifica visto que a tensão nominal no decorrente projeto é de 60 kV.

4.11.6 Distância dos Condutores aos Cursos de Água não Navegáveis

A distância mínima entre os condutores das linhas aéreas e os cursos de água não navegáveis, nas condições de flecha máxima, deve ser igual ou superior à distância D , expressa em metros, calculada pela seguinte expressão ²¹:

$$D = 6,0 + 0,005U_{nominal} [m] \quad (4.30)$$

¹⁸Capítulo III, Secção V, ponto 2 do artigo 31º do RSLEAT.

¹⁹Capítulo III, Secção V, ponto 1 do artigo 32º do RSLEAT.

²⁰Capítulo III, Secção V, ponto 1 do artigo 33º do RSLEAT.

²¹Capítulo VIII, Secção III, ponto 1 do artigo 93º do RSLEAT.

4.11.7 Distância entre Linhas Aéreas

A distância mínima entre linhas de alta tensão em condutores nus, com outras linhas de alta ou de baixa tensão, também com condutores nus, nas condições de flecha mais desfavorável, deve ser igual ou superior à distancia D , expressa em metros, calculada pela seguinte expressão²²:

$$D = 1,5 + 0,01U + 0,005L [m] \quad (4.31)$$

Em que:

- U - Tensão nominal da linha com maior tensão [kV];
- L - Distância entre o ponto de cruzamento e o apoio mais próximo da linha superior [m].

O valor de D deve ter no mínimo 2,0m.

4.11.8 Distância entre as Linhas de Alta Tensão e as Linhas de telecomunicação

A distância mínima entre linhas de alta tensão e linhas de telecomunicação, em condições de flecha mais desfavorável, deve ser igual ou superior à distância D , expressa em metros, calculada pela seguinte expressão²³:

$$D = 1,5 + 0,01U + 0,005L [m] \quad (4.32)$$

Em que:

- U - Tensão nominal da linha com maior tensão [kV];
- L - Distância entre o ponto de cruzamento e o apoio mais próximo da linha superior [m].

O valor de D deve ter no mínimo 2,0m.

²²Capítulo VIII, Seção VII, ponto 1 do artigo 109º do RSLEAT.

²³Capítulo VIII, Seção VIII, ponto 1 do artigo 113º do RSLEAT.

Capítulo 5

Projeto de Linha Aérea e Subterrâneo de Alta Tensão - Memória Descritiva e Justificativa

5.1 Características da Linha Aérea

A linha a projetar permitirá interligar a segunda ligação do Parque Eólico de São Macário ao Posto de Corte de Cabril, na localidade de Cinfães. Trata-se de uma linha aérea simples de transporte de energia, com um comprimento total de 8081m.

A transmissão da energia elétrica é feita em corrente alternada trifásica, com uma capacidade máxima de transporte dos cabos condutores nus de 30 MVA.

A linha está sob o efeito de uma tensão alternada de 63 kV, operando a uma frequência de 50 Hz.

No anexo (A) encontra-se representado a planta com o perfil da linha dimensionada, onde se incluem o perfil longitudinal e a planta parcelar.

5.1.1 Escolha do Cabo Condutor

O cabo escolhido foi o ACSR 160 *Partridge* da Cabelte, visto se tratar de uma linha aérea simples de transmissão.

O cabo é formado por uma alma de aço composta por 7 fios de aço galvanizado, em torno da qual são cableados 26 fios de alumínio duro. Os fios de aço e de alumínio são dispostos em camadas concêntricas que se desenvolvem alternada e sucessivamente em sentidos contrários¹.

A tabela (5.1) mostra as principais características do cabo utilizado:

¹ Especificação do produto Cabo ACSR 160 da Cabelte.

Tabela 5.1: Características do cabo ACSR 160 [11].

Designação	Unidades	Cabo ACSR 160
Secção nominal do cabo	(mm^2)	160
Diâmetro do fio de aço	(mm)	2,00
Diâmetro do fio de alumínio	(mm)	2,58
Secção total do cabo	(mm^2)	157,92
Secção total de aço	(mm^2)	21,99
Secção total de alumínio	(mm^2)	135,93
Peso do cabo, sem massa de protecção	(kg/m)	0,547
Diâmetro exterior	(mm)	16,32
Carga de ruptura mínima	(daN)	4 775
Modulo de Young final	(N/mm^2)	75 000
Coefficiente de dilatação linear	($1/^\circ C \cdot 10^{-6}$)	18,9
Resistência eléctrica máxima, em c.c., a 20°C	(Ω/km)	0,2124

5.1.2 Escolha do Cabo de Guarda

O cabo de guarda utilizado foi o cabo OPGW AS/AA 32/113 da Cabelte, com fibras óticas incorporadas. Estes cabos têm uma função de proteção, uma vez que possibilitam o transporte da maior parte da corrente, em caso de contacto accidental, reduzindo a corrente escoada para o solo pelo apoio. Têm ainda, a função de blindagem dos condutores às descargas atmosféricas.

A presença de fibras óticas no seu interior permite que este desempenhe funções de tele-medida e de tele-controlo.

As características do cabo usado encontram-se na tabela (5.2):

Tabela 5.2: Características do cabo OPGW AS/AA 32/113 [11].

Designação	Unidades	Cabo OPGW AS/AA 32/113
Secção total dos fios de ACS	(mm^2)	32,17
Secção total dos fios de liga alumínio	(mm^2)	112,59
Secção efetiva resistente do cabo	(mm^2)	144,76
Peso total do cabo	(kg/m)	0,550
Diâmetro nominal do cabo	(mm)	16,0
Tensão de rutura - RTS	(daN)	7320
Coefficiente de dilatação linear	($1/^\circ C \cdot 10^{-6}$)	18,7
Modulo de Young final	(N/mm^2)	75 000
Resistência ohmica, 20°C	(Ω/km)	0,269

5.2 Caraterísticas do Troço Subterrâneo

Com a finalidade de efetuar a ligação por meio de cabos isolados da linha aérea do Parque Eólico de São Macário ao Posto de Corte de Cabril, no concelho de Cinfães e distrito de Viseu,

construiu-se uma linha subterrânea a 60 kV entre o apoio fim de linha 42 e o referido Posto de Corte de Cabril, com um comprimento de 140 metros.

O troço a estabelecer é uma linha subterrânea simples, com a capacidade de transportar uma potência de 30 MVA sob a forma de corrente alternada trifásica, com a frequência de 50 Hz e à tensão de 63 kV.

5.2.1 Escolha do Cabo Subterrâneo

Para efetuar a transição da linha aérea para cabo subterrâneo foi escolhido um cabo isolado para alta tensão, da empresa Solidal.

O troço subterrâneo será composto por um cabo conduta, incorporando fibras óticas e por 3 cabos unipolares LXHIOLE de 400 mm² de secção, com a seguinte constituição mostrada na figura (5.1) :

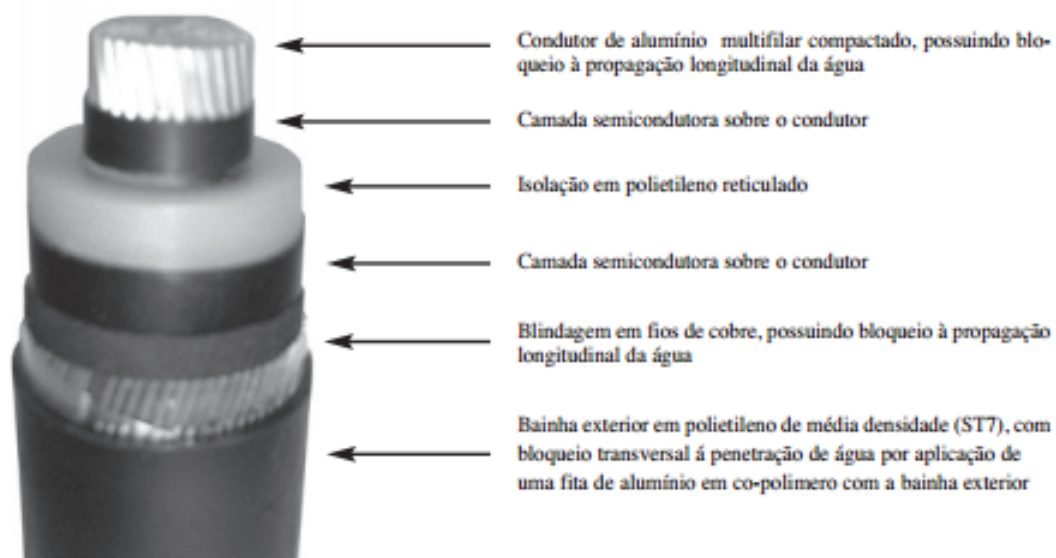


Figura 5.1: Composição do cabo LXHIOLE [15].

Este cabo é unipolar, com condutor de 400 mm² em alumínio, isolado a Polietileno Reticulado, bainha metálica com fios e fita de cobre, bloqueio radial à penetração da humidade em fita de alumínio, e bainha exterior em Polietileno de baixa densidade ².

Os cabos serão sinalizados por uma rede plástica e protegidos mecanicamente por lajetas de betão.

As características do cabo são apresentadas na tabela (5.3):

²Especificação do Cabo LXHIOLE 400 da Solidal.

Tabela 5.3: Características do cabo LXHIOLE 400/135 [15].

Designação	Unidades	Cabo LXHIOLE 400/135
Secção de Alumínio	(mm ²)	400
Diâmetro do cabo	(mm)	70
Diâmetro do Alumínio	(mm)	39,3
Peso Linear	(kg/km)	4880
Capacidade	(μF/km)	0,2
Reactância de Auto-Indução	(Ω/km)	0,12
Resistência em c.c , a 20°C	(Ω/km)	0,0778
Resistência em c.c , a 90°C	(Ω/km)	0,101
Temperatura máx. em regime permanente	(°C)	90
Corrente nominal admissível	(A)	481

5.3 Escolha da Cadeia de Isoladores

As cadeias de isoladores evitam a passagem de corrente elétrica do condutor para o apoio. No entanto, podem ocorrer fenómenos como a perfuração da massa do isolador ou mesmo uma descarga disruptiva e contornamento devido a sobretensões da linha que levam ao incumprimento da função destes equipamentos, enquanto isoladores. Desta forma, é necessário que as cadeias de isoladores sejam dimensionadas considerando fatores extraordinários de funcionamento, de modo a garantir o seu funcionamento eficaz.

Deste modo, foram escolhidos os isoladores do tipo E100/127 para toda a linha e nas amarrações ao pórtico inicial. No anexo (B) está mostrado a configuração do isolador usado.

Tabela 5.4: Caraterísticas dos isoladores.

Tipo	E100/127
Material	Porcelana
Comprimento da linha de fuga	315 mm
Peso	3,75 kg
Passo	127 mm
Diâmetro do disco isolante	255 mm

5.4 Calculo Mecânico

5.4.1 Tensões Mecânicas Máximas

Numa primeira fase, calculou-se o valor teórico das tensões mecânicas no cabo condutor e no cabo de guarda, de forma a ter-se uma noção da máxima tensão que se pode solicitar ao cabo sem

existir perigo de rotura.

Cabos condutores:

$$t_{max} = \frac{4775}{157,92 * 2,5} = 12,09 [daN/mm^2]$$

Cabo de guarda:

$$t_{max} = \frac{7320}{144,76 * 2,5} = 20,23 [daN/mm^2]$$

A escolha da tensão mecânica máxima de serviço a aplicar aos vãos da linha tem que ser necessariamente inferior ao valor anteriormente calculado para os cabos utilizados. Como estamos na presença de uma zona montanhosa e propicia a gelo, não é vantajoso utilizar valores de tensão mecânica de serviço elevados.

Relativamente ao cabo condutor, utilizou-se uma tensão máxima de serviço de 8 daN/mm² nos vãos centrais, tendo havido necessidade de reduzir esse valor para 4 daN/mm² nos vãos adjacentes aos apoios de fim-de-linha, uma vez que não é aconselhável concentrar todo o peso de uma linha simples num apoio fim de linha, facilitando os cálculos dos esforços dos apoios.

Para o cabo de guarda, convencionou-se uma tensão máxima de serviço de 11 daN/mm² na maioria dos vãos, tendo-se reduzido para 7 daN/mm² nos vãos vizinhos dos apoios fim-de-linha.

Para o pórtico, que liga o parque eólico ao apoio fim de linha, escolheu-se 1 daN/mm² para o cabo condutor e 2 daN/mm² para o cabo de guarda.

Na tabela (5.5) são apresentados os valores da tensão máxima de serviço (t_{serv}) aplicada ao longo da linha:

Tabela 5.5: Tensão mecânica máxima de serviço dos cabos condutores e dos cabos de guarda.

Vão	$t_{serv} [daN/mm^2]$	
	Cabo Condutor	Cabo de Guarda
Pórtico - Apoio 1	1	2
Apoio 1 - Apoio 2	4	8
Apoio 2 - Apoio 41	8	11
Apoio 41 - Apoio 42	4	8

Estes valores representam a tensão máxima a que os cabos ficam sujeitos, nas condições mais desfavoráveis.

5.4.2 Ação dos Agentes Atmosféricos Sobre as Linhas Aéreas

A linha a ser projetada encontra-se a uma altitude superior a 700m, no distrito de Viseu, sendo por isso necessário, incluir nos cálculos, o efeito da formação do gelo nos cabos.

Como estamos perante uma zona acidentada, a dimensão da espessura do gelo varia com a altitude em questão. Deste modo, utilizou-se as espessuras de 12 e 14 mm de acordo com a altura da linha ao solo.

Como impõe o regulamento, em linhas projetadas acima de uma altitude de 600m, deve-se incrementar os valores da pressão dinâmica do vento em 20%, contudo por indicação da EDP-Distribuição não se tomou este aspeto em consideração, com o objetivo de fazer uma comparação com projetos antigos. Por isso, utilizou-se o escalão com vento máximo habitual de 900 Pa e vento reduzido de 360 Pa.

O cabo condutor a utilizar neste caso de estudo tem um diâmetro superior a 15,8 mm, levando a um valor de coeficiente de forma de 1.

Nos seguintes cálculos encontram-se calculados a força do vento para os estados de Inverno (1) e Primavera (2) para uma altitude entre 1100 e 1300m:

Cabos condutores:

- Estado de Inverno (1), com presença de gelo cuja espessura é de 14 mm :

$$F_{v1} = 0,6 * 1 * 36 * (0,01632 + 2 * 0,014) = 0,957 \text{ [daN/m]}$$

- Estado de Primavera (2) :

$$F_{v2} = 0,6 * 1 * 90 * 0,01632 = 0,881 \text{ [daN/m]}$$

Cabo de guarda:

- Estado de Inverno (1), com presença de gelo cuja dimensão é de 14 mm:

$$F_{v1} = 0,6 * 1 * 36 * (0,016 + 2 * 0,014) = 0,950 \text{ [daN/m]}$$

- Estado de Primavera (2) :

$$F_{v2} = 0,6 * 1 * 90 * 0,016 = 0,864 \text{ [daN/m]}$$

Na tabela (5.6) apresentam-se os diferentes valores da força do vento, de acordo com a espessura do gelo.

Tabela 5.6: Força do vento nos estados atmosféricos de Inverno e Primavera.

Espessura do gelo [mm]	Força do vento [daN/m]			
	Cabo condutor		Cabo de guarda	
	Inverno	Primavera	Inverno	Primavera
12	0,871	0,881	0,864	0,864
14	0,957		0,9504	

5.4.3 Coeficiente de Sobrecarga

Nesta fase são calculados os coeficiente de sobrecarga para cada estado atmosférico, para uma altitude entre 1100 e 1300 m. Como mostrado anteriormente, a espessura do gelo nestas condições é de 14 mm.

Cabos condutores:

- Coeficiente de sobrecarga (m_1) para o estado de Inverno :

$$m_1 = \sqrt{\frac{\{0,547 + 900 * \frac{\pi}{4} * [(0,01632 + 2 * 0,014)^2 - 0,01632^2]\}^2 + 0,957^2}{0,547}} =$$

$$= \sqrt{\frac{\{0,547 + 1,200\}^2 + 0,957^2}{0,547}} = 3,642$$

- Coeficiente de sobrecarga (m_2) para o estado de Primavera:

$$m_2 = \sqrt{\frac{0,547^2 + 0,881^2}{0,547}} = 1,896$$

- Coeficiente de sobrecarga (m_3) para o estado de Verão:

$$m_3 = 1$$

Cabo de guarda:

- Coeficiente de sobrecarga (m_1) para o estado de Inverno :

$$m_1 = \sqrt{\frac{\{0,55 + 900 * \frac{\pi}{4} * [(0,01600 + 2 * 0,014)^2 - 0,01600^2]\}^2 + 0,950^2}{0,55}} =$$

$$= \sqrt{\frac{(0,55 + 1,187)^2 + 0,950^2}{0,55}} = 3,601$$

- Coeficiente de sobrecarga (m_2) para o estado de Primavera:

$$m_2 = \sqrt{\frac{0,55^2 + 0,864^2}{0,55}} = 1,862$$

- Coeficiente de sobrecarga (m_3) para o estado de Verão:

$$m_3 = 1$$

Na tabela (5.7) são apresentados os diferentes coeficientes de sobrecarga para diferentes espessuras do gelo.

Tabela 5.7: Coeficiente de sobrecarga para os diferentes estados atmosféricos.

Espessura do gelo [mm]	Coeficiente de Sobrecarga					
	Cabo condutor			Cabo de guarda		
	Inverno	Primavera	Verão	Inverno	Primavera	Verão
12	3,183	1,896	1	3,147	1,862	1
14	3,642			3,600		

5.4.4 Determinação do Estado Mais Desfavorável

Para determinar o estado mais desfavorável é necessário aplicar o algoritmo demonstrado na secção (4.7.3).

Os resultados abaixo demonstrados referem-se ao caso onde a espessura do gelo é de 14 mm.

Cabos condutores:

Sabendo pela tabela (5.7):

- $m_1 = m_{inverno} = 3,642$.
- $m_2 = m_{primavera} = 1,896$.

Interpretação do fluxograma :

- 1º condição : $m_2 > m_1 = \text{Não!}$
- 2º condição : $m_2 = m_1 = \text{Não!}$

Nestas condições conclui-se que o pior estado atmosférico é o Inverno, sendo que o vão crítico assume um valor imaginário, como se pode comprovar pelos seguintes cálculos.

$$L_{cr} = \frac{157,92 * 8}{0,547} * \sqrt{\frac{24 * 1,89 * 10^{-5} * (15 - (-10))}{1,896^2 - 3,642^2}} = L_{cr} \text{ imaginário}$$

Cabo de guarda:

Sabendo pela tabela (5.7):

- $m_1 = m_{inverno} = 3,600$.
- $m_2 = m_{primavera} = 1,862$.

Interpretação do fluxograma :

- 1º condição : $m_2 > m_1$ = Não!
- 2º condição : $m_2 = m_1$ = Não!

Da mesma forma que o cabo condutor, o pior estado atmosférico é o Inverno e o valor do vão crítico é imaginário.

$$L_{cr} = \frac{144,76 * 11}{0,550} * \sqrt{\frac{24 * 1,87 * 10^{-5} * (15 - (-10))}{1,862^2 - 3,600^2}} = L_{cr\text{imaginario}}$$

5.4.5 Parâmetro da Catenária e Flecha Máxima

A flecha de qualquer catenária é máxima, quando a tensão mecânica é mínima, e isto acontece tipicamente no Verão devido à temperatura mais elevada que faz dilatar o cabo. Calcula-se assim, essa tensão, para o estado de Verão usando uma equação que compara esse estado com o pior estado possível anteriormente calculado (neste caso Inverno). Tendo este valor para a tensão mínima, é possível calcular o parâmetro do vão fictício para desenhar as catenária do cantão e obter a flecha máxima.

Escolheu-se o cantão de regulação nº7 para demonstrar o cálculo da flecha máxima. Este cantão é constituído pelos apoios do 16 ao 20, sendo as distâncias dos respetivos vãos as seguintes:

Tabela 5.8: Constituição do cantão nº7.

De	Para	Distância [m]
Apoio 16	Apoio 17	250
Apoio 17	Apoio 18	240
Apoio 18	Apoio 19	240
Apoio 19	Apoio 20	150

Como existem apoios de suspensão entre os apoios 16 e 20, torna-se necessário calcular o vão equivalente para estes e aplicar este valor na equação dos estados. Para o cálculo do vão equivalente utilizou-se a expressão dos vãos em patamar, uma vez que os resultados pouco diferiam da formula de cálculo dos vãos montanhosos.

O vão equivalente fictício é dado por:

$$L_{eq} = \sqrt{\frac{250^3 + 240^3 + 240^3 + 150^3}{250 + 240 + 240 + 150}} = 230,237 [m]$$

Para calcular a tensão a 80°C , aplica-se a equação de estados para ambos os cabos, comparando o estado mais desfavorável com o estado em estudo.

Cabos condutores:

Tabela 5.9: Estado teste para o cabo condutor.

	Estado de Inverno	Estado em estudo
Coeficiente de sobrecarga	3,642	1
Tensão máxima de serviço (daN/mm²)	8	?
Temperatura (°C)	-10	80

$$\begin{aligned}
 & -10 + \frac{8}{1,89 * 10^{-5} * 7500} - \frac{3,642^2 * 0,547^2 * 230,237^2}{24 * 1,89 * 10^{-5} * 157,92^2 * 8^2} \\
 & = 80 + \frac{t_i}{1,89 * 10^{-5} * 7500} - \frac{1^2 * 0,547^2 * 230,237^2}{24 * 1,89 * 10^{-5} * 157,92^2 * t_i^2} \\
 & \Leftrightarrow t_i = 2,035 \text{ [daN/mm}^2\text{]}
 \end{aligned}$$

Depois de calcular a tensão a que fica sujeito o condutor, é possível determinar o parâmetro da catenária associado ao cantão:

$$P_{CD}(80^\circ C) = \frac{2,035 * 157,92}{0,547} = 587,540 \text{ [m]}$$

Como a linha não se encontra em patamar, é necessário entrar com o cálculo dos vãos em desnível, que pode mostrado pela seguinte forma:

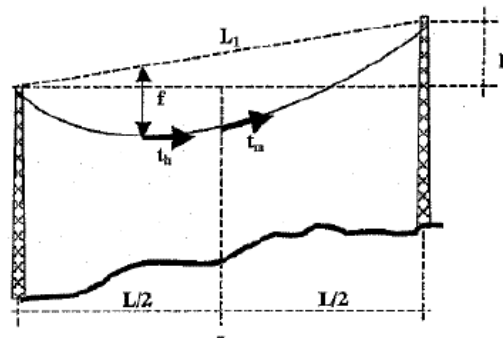


Figura 5.2: Vão em desnível.

A equação que traduz o cálculo da flecha é demonstrada na secção (4.8.2):

$$F = \frac{m * W_c * L * L_1}{8 * \sigma * t_i} \text{ [m]}$$

Quando se trata da regulação de um cantão é escolhido um vão de regulação, um vão de verificação e um vão máximo, através dos quais se calcula a flecha para cada vão.

Vão máximo - apoio 16 e 17:

O apoio 16 está a uma cota de 1191,41 m e usa um apoio com altura útil de 27,55 m relativamente ao ponto de fixação do último condutor ao solo, enquanto que o apoio 17 está com uma cota de 1172,06 m e a altura útil do apoio é de 26,35 m. Deste modo o cálculo da altura h é dada da seguinte forma:

$$h = |(1191,41 + 27,55) - (1172,06 + 26,35)| = 20,55 [m]$$

Assim, o valor de L_1 e da flecha do vão máximo é :

$$L_1 = \sqrt{250^2 + 20,55^2} = 250,84 [m]$$

$$F = \frac{1 * 0,547 * 250 * 250,84}{8 * 157,92 * 2,035} = 13,34 [m]$$

Vão de Regulação - apoio 18 e 19:

O apoio 18 está a uma cota de 1142,78 m e usa um apoio com altura útil de 29,35 m , enquanto que o apoio 19 está com uma cota de 1145,95 m e a altura útil do apoio é de 23,35m. Deste modo o cálculo de h é dado da seguinte forma:

$$h = |(1142,78 + 29,35) - (1145,95 + 23,35)| = 2,83 [m]$$

Assim, o valor de L_1 e da flecha do vão de regulação é :

$$L_1 = \sqrt{240^2 + 2,83^2} = 240,02 [m]$$

$$F = \frac{1 * 0,547 * 240 * 240,02}{8 * 157,92 * 2,035} = 12,26 [m]$$

Vão de Verificação - apoio 19 e 20:

O apoio 19 está a uma cota de 1145,95 m e usa um apoio com altura útil de 23,35 m , enquanto que o apoio 20 está com uma cota de 1110,08 m e a altura útil do apoio é de 33,6 m. Deste modo o cálculo de h é dado da seguinte forma:

$$h = |(1145,95 + 23,35) - (1110,08 + 33,6)| = 25,62 [m]$$

Assim, o valor de L_1 e da flecha de verificação é :

$$L_1 = \sqrt{150^2 + 25,62^2} = 152,17 [m]$$

$$F = \frac{1 * 0,547 * 150 * 152,17}{8 * 157,92 * 2,035} = 4,86 [m]$$

Cabo de guarda:

Tabela 5.10: Estado teste para o cabo de guarda.

	Estado de Inverno	Estado de teste
Coefficiente de sobrecarga	3,600	1
Tensão máxima de serviço (daN/mm²)	11	?
Temperatura (°C)	-10	80

$$\begin{aligned}
 & -10 + \frac{11}{1,87 * 10^{-5} * 7920} - \frac{3,600^2 * 0,55^2 * 230,237^2}{24 * 1,87 * 10^{-5} * 144,76^2 * 11^2} \\
 & = 80 + \frac{t_i}{1,87 * 10^{-5} * 7920} - \frac{1^2 * 0,55^2 * 230,237^2}{24 * 1,87 * 10^{-5} * 144,76^2 * t_i^2} \\
 & \Leftrightarrow t_i = 2,820 [daN/mm^2]
 \end{aligned}$$

O parâmetro da catenária é :

$$P_{CG}(80^\circ C) = \frac{2,820 * 144,76}{0,55} = 742,259 [m]$$

Vão máximo - apoio 16 e 17:

$$F = \frac{1 * 0,550 * 250 * 250,84}{8 * 144,76 * 2,820} = 10,56 [m]$$

Vão de Regulação - apoio 18 e 19:

$$F = \frac{1 * 0,550 * 240 * 240,02}{8 * 144,76 * 2,820} = 9,70 [m]$$

Vão de Verificação - apoio 19 e 20:

$$F = \frac{1 * 0,550 * 150 * 152,17}{8 * 144,76 * 2,820} = 3,84 [m]$$

No anexo (C) encontram-se os resultados obtidos para as tensões, parâmetros e flechas máximas em cada vão, tanto do cabo condutor como do cabo de guarda.

5.4.6 Verificação da Distância entre os Condutores

De acordo com o mencionado na secção (4.11.3), deve-se estabelecer uma distância mínima regulamentar que evite com que os condutores se aproximem perigosamente entre si, especialmente em condições críticas de oscilações das linhas causadas pelo vento.

Do mesmo modo, a distância máxima entre condutores está dependente do tipo e gama de apoio utilizado. Analisando a configuração dos apoios e as distâncias vertical entre os braços, conclui-se que a distância máxima entre condutores para os apoios metálicos é de 2,7 m e para os apoios de betão de 2,5 m .

Os resultados verificados para a situação de temperatura máxima de 80°C permitem determinar a flecha máxima dos cabos em cada vão.

Considerou-se o apoio 15 e o apoio 16 para demonstrar os cálculos realizados.

Demonstração Apoio 15

O apoio 15 está compreendido entre um vão à esquerda de 211 m e um vão à direita de 202 m. A flecha máxima do vão de 211 m é :

$$F = \frac{1 * 0,547 * 211 * 211,18}{8 * 157,92 * 1,99} = 9,70 [m]$$

A flecha máxima do vão de 202 m é :

$$F = \frac{1 * 0,547 * 202 * 202,02}{8 * 157,92 * 1,99} = 8,88 [m]$$

A distância mínima a garantir entre condutores à esquerda é igual à distância à direita do apoio 14:

$$D = 0,6 * \sqrt{9,70 + 1,2} + \frac{60}{150} = 2,381 [m]$$

A distância mínima à direita é a seguinte:

$$D = 0,6 * \sqrt{8,88 + 1,2} + \frac{60}{150} = 2,305 [m]$$

Verifica-se que as distâncias entre os condutores para o apoio em questão são respeitadas.

Demonstração Apoio 16

O apoio 16 está compreendido entre um vão à esquerda de 202 m e um vão à direita de 250 m.

A flecha máxima do vão de 202 m é :

$$F = \frac{1 * 0,547 * 202 * 202,02}{8 * 157,92 * 1,99} = 8,88 [m]$$

A flecha máxima do vão de 250 m é :

$$F = \frac{1 * 0,547 * 250 * 250,84}{8 * 157,92 * 2,035} = 13,34 [m]$$

A distância mínima a garantir entre condutores à esquerda é igual à distancia obtida à direita do apoio 15:

$$D = 0,6 * \sqrt{8,88 + 1,2} + \frac{60}{150} = 2,305 [m]$$

A distância mínima à direita é a seguinte:

$$D = 0,6 * \sqrt{13,34 + 0} + \frac{60}{150} = 2,592 [m]$$

Verifica-se que as distâncias entre os condutores para o apoio em questão são respeitadas.

No anexo (D) encontram-se os valores das distâncias entre condutores para todos os apoios da linha.

5.4.7 Verificação da Distância dos Condutores ao Solo

Conforme o mencionado na secção (4.11.1), o valor admitido nos regulamentos da EDP Distribuição para a distância dos condutores ao solo é no mínimo de 7,0 m.

No anexo (A), analisando o perfil da linha é possível comprovar que todos os condutores respeitam a distância exigida ao solo.

5.4.8 Cruzamento com Linhas Aéreas Existentes

No decorrer do projeto, houve o cruzamento com algumas linhas aéreas existentes, levando a uma análise mais detalhada para garantir as distâncias mínimas regulamentares.

5.4.8.1 Cruzamento com Linhas de Média Tensão

Entre os apoios 25 e 26, a linha cruza com uma linha de média tensão. Esta linha está situada por baixo da linha projetada, sendo necessário salvaguardar a distância mínima entre o condutor inferior da linha de alta tensão e o superior da linha de média tensão.

Para isso, calculou-se a flecha máxima compreendida entre os apoios em questão, de forma a garantir uma distância superior a 2 m. A distância vertical entre o condutor inferior da linha de alta tensão e o condutor superior da linha de média tensão é, em todos os casos, superior ao mínimo regulamentar.

5.4.8.2 Cruzamento com Linhas de Alta Tensão

Entre os apoios 36 e 38, a linha cruza com a linha de 60 kV SP Carvalhosa - PCS Casais, que está situada acima da linha a ser projetada.

Caso se calculasse a flecha para 80°C bastava determinar a distancia mínima ao solo e com outros apoios seria possível a sua aplicação. No entanto, a -10°C ou -5°C a flecha em vez de aumentar, diminui, fazendo com que o cabo de guarda se aproxime de forma perigosa da linha que sobrepassa.

Então, após várias tentativas, colocou-se um apoio em amarração de betão com 14m , de forma a garantir, que as flechas às temperaturas de -10°C e 80°C , cumprissem as distâncias ao solo e aos condutores da linha superior.

A distância mínima é dado por:

$$D = 1,5 + 0,01U + 0,005L = 1,5 + 0,01 * 60 + 0,005 * 150 = 2,475 [m]$$

A distância vertical entre o condutor superior da linha de alta tensão e o condutor inferior da outra linha de alta tensão é, em todos os casos, superior ao mínimo regulamentar.

5.4.8.3 Cruzamento com Linhas de Telecomunicações

Esta linha cruza com traçados de telecomunicações nos vãos entre os apoios 26-27. Os ângulo que os traçados fazem entre si, bem como as distâncias do ponto de cruzamento aos apoios, vão indicados no desenho da planta geral. A distância mínima é dado por:

$$D = 1,5 + 0,01U + 0,005L = 1,5 + 0,01 * 60 + 0,005 * 75 = 2,85 [m]$$

A distância vertical entre o condutor inferior da linha de alta tensão e o condutor superior dos traçados de telecomunicações é, em todos os casos, superior ao mínimo regulamentar.

5.4.9 Balizagem Diurna

No presente projeto está previsto que o cabo de guarda e os apoios que constituem o vão 28-29 possuam balizagem diurna, uma vez que o vão em questão cruza a Ribeira de Bestança, havendo uma diferença de cotas de 85 m.

5.4.10 Desvio Transversal nas Cadeias de Isoladores

Para exemplificar os resultados, utilizou-se o apoio 6 que é compreendido entre um vão de 182 m e 198 m.

Para o cálculo da inclinação das cadeias de isoladores de suspensão, considera-se que a pressão dinâmica deve ser metade da pressão máxima dinâmica do vento máximo habitual, tomando neste caso o valor de 45 Pa.

A ação do vento no condutor é dada por :

$$F_{V_CD_y} = 1 * 0,6 * 45 * 0,01632 * \frac{182 + 198}{2} = 83,721 \text{ [daN]}$$

A ação do vento na cadeia de isoladores é :

$$F_{V_isoladores} = 15 \text{ [daN]}$$

O peso da cadeia de isoladores é :

$$P_{isoladores} = 30 \text{ [daN]}$$

O peso dos condutores depende do traçado da linha. Como esta está em desnível, é necessário atender aos casos descritos na secção (4.9). O apoio 5 está a uma cota de 1159,46 m, o apoio 6 a 1167,44 m e o apoio 7 a 1160,51 m. Por isso, é possível concluir que se trata do caso de estudo número 1. O valor de Z foi medido em *AutocaD* sendo igual a 8,5 m.

Sendo assim, o cálculo do peso real dos condutores é dado por :

$$P_{CD} = W_c * \frac{L_1 + L_2}{2} + T * \left(\frac{Z}{L_1} + \frac{Z}{L_2} \right) = 0,547 * \frac{182 + 198}{2} + 8 * \left(\frac{8,5}{182} + \frac{8,5}{198} \right) = 104,647 \text{ [daN]}$$

Deste modo , o cálculo do desvio transversal para o apoio 6 da cadeia de isoladores é :

$$i = \tan^{-1} \left(\frac{83,721 + \frac{15}{2}}{104,647 + \frac{30}{2}} \right) = 41,469 \text{ [grados]}$$

Um vez que o desvio obtido é inferior ao desvio máximo, conclui-se que os condutores não se aproximam excessivamente do apoio. No anexo (F) encontram-se os resultados obtidos dos desvios transversais de todas as cadeias de suspensão utilizadas na linha.

5.5 Ângulo dos Condutores nas Fixações

Para demonstrar os resultados, serviu-se do apoio 6. O ângulo de cada contribuição à esquerda e à direita dos condutores nas fixações é dado por :

$$\tan \delta_A = \frac{7 + 4 * 7,21}{182} = 12,37 \text{ [grados]}$$

$$\tan \delta_B = \frac{5,5 + 4 * 8,53}{198} = 12,57 \text{ [grados]}$$

O ângulo total formado pelo condutor na fixação é dado por :

$$\delta = 200 - (12,37 + 12,57) = 175,06 \text{ [grados]}$$

Como se pode constatar, o ângulo mínimo de 167 grados é cumprido. Os resultados dos ângulo dos condutores nas fixações são apresentados no anexo (G).

5.6 Estabilidade dos Apoios

No dimensionamento dos apoios, há que ter em conta as forças que o irão suportar, pois, caso exista um dimensionamento errado, esses apoios podem não resistir aos esforços dos ventos, tensões e pesos nos condutores e cadeias de isoladores.

Neste ponto calcula-se os esforços a que cada travessa estará sujeita e escolhe-se o apoio que aguenta todos os esforços dinâmicos. Na imagem (5.3) é possível verificar a direção das forças aplicadas, o eixo dos x será o eixo longitudinal, o eixo dos y será o eixo transversal e o eixo z o eixo vertical.

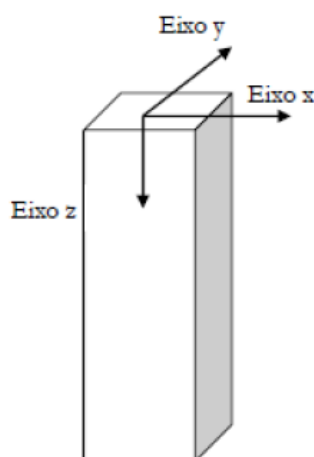


Figura 5.3: Eixos de aplicação das forças atuantes no apoio. [16]

No cálculo absoluto dos esforços de cada apoio intercedem vários fatores, tais como :

- A sobrecarga do vento e peso dos componentes (condutores, apoio, isoladores, travessas) ;
- Forças de tração dos condutores ;
- Forças de tração máxima exercidas em caso de rotura.

No caso presente, irão ser precisos os seguintes apoios: Fim-de-linha, Alinhamento, Ângulo e Reforço. Para tal, utilizaram-se apoios metálicos, uma vez que suportam maiores esforços e permitem um transporte por módulos, o que facilita, não só o acesso à zona da linha, como a própria implantação em declives. Apenas se usou um apoio de betão devido a uma aproximação de uma linha aérea já existente.

A simbologia usada nas equações dos apoios encontra-se descrita na secção referente às abreviaturas e símbolos.

5.6.1 Apoios Fim-de-Linha

Para exemplificar o cálculo dos esforços de um apoio fim de linha utilizou-se o apoio 1, que conta com cadeias de amarração , sendo antecedido de uma ligação ao pórtico de 16 metros e precedido de um vão de 140 metros.

Na ligação do pórtico ao apoio 1, existe uma mudança de direção da linha, perfazendo-se um ângulo que deve ser considerado nos cálculos.

Demonstração Apoio 1

Sentido longitudinal, eixo x:

$$T_{CD_x} = \sigma * t_{serv} = 157,92 * 4 = 631,68 [daN]$$

$$T_{CG_x} = \sigma * t_{serv} = 144,76 * 7 = 1013,32 [daN]$$

$$T_{CD_saida_portico} = \sigma * t_{serv} * \cos(\alpha) = 157,92 * 1 * \cos(31,343) = 134,87 [daN]$$

$$T_{CG_saida_portico} = \sigma * t_{serv} * \cos(\alpha) = 144,76 * 2 * \cos(31,343) = 247,27 [daN]$$

Sentido transversal, eixo y :

$$F_{V_Isoladores} = (\alpha * c * q * s) * 2 = 30 [daN]$$

$$F_{V_CD_y} = \alpha * c * q * d * \frac{vao2}{2} = 0,6 * 1 * 90 * 0,01632 * \frac{140}{2} = 61,69 [daN]$$

$$F_{V_CG_y} = \alpha * c * q * d * \frac{vao2}{2} = 0,6 * 1 * 90 * 0,0160 * \frac{140}{2} = 60,48 [daN]$$

$$F_{V_CD_saida_portico} = \alpha * c * q * d * \frac{vao1}{2} * \cos(\alpha)^2 = 0,6 * 1 * 90 * 0,01632 * \frac{16}{2} * \cos(31,343)^2 = 5,14 [daN]$$

$$F_{V_CG_saida_portico} = \alpha * c * q * d * \frac{vao1}{2} * \cos(\alpha)^2 = 0,6 * 1 * 90 * 0,0160 * \frac{16}{2} * \cos(31,343)^2 = 5,04 [daN]$$

Sentido vertical, eixo z :

$$P_{Isoladores} = \sum P_{componentes} * 2 = 30 * 2 = 60 [daN]$$

$$\begin{aligned} P_{CD} &= (W_c + \frac{\rho * \pi}{4} * [(d + 2e)^2 - d^2]) * \frac{vao1 + vao2}{2} = \\ &= (0,547 + 900 * \frac{\pi}{4} * [(0,01632 + 2 * 0,012)^2 - 0,01632^2]) * \frac{16 + 140}{2} = 136,28 [daN] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{CG} &= (W_c + \frac{\rho * \pi}{4} * [(d + 2e)^2 - d^2]) * \frac{vao1 + vao2}{2} = \\ &= (0,55 + 900 * \frac{\pi}{4} * [(0,01600 + 2 * 0,012)^2 - 0,01600^2]) * \frac{16 + 140}{2} = 135,52 [daN] \end{aligned}$$

O RSLEAT impõe que, para se escolher o apoio, se considerem duas hipóteses distintas, servindo a situação mais desfavorável de suporte para a decisão final.

Hipótese 1 (vento perpendicular à linha) :

$$\begin{aligned} Resultante : F_x &= n * (T_{CD_x} - T_{CD_saida_portico}) + T_{CG_x} - T_{CG_saida_portico} = \\ &= 3 * (631,68 - 134,87) + 1013,32 - 247,27 = 2256,46 [daN] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Resultante : } F_y &= n * (F_{V_CD_y} + F_{V_Isoladores} - F_{V_CD_saida_portico}) + F_{V_CG_y} - F_{V_CG_saida_portico} \\ &= 3 * (61,69 + 30 - 5,14) + 60,48 - 5,04 = 315,05 \text{ [daN]} \end{aligned}$$

$$\text{Resultante : } F_z = n * (P_{Isoladores} + P_{CD}) + P_{CG} = 3 * (60 + 136,28) + 135,52 = 724,37 \text{ [daN]}$$

Hipótese 2 :

$$\begin{aligned} \text{Resultante : } F_x &= n * \left(\frac{F_{V_CD_y} - F_{V_CD_saida_portico}}{5} \right) + \left(\frac{F_{V_CG_y} - F_{V_CG_saida_portico}}{5} \right) \\ &= 3 * \left(\frac{61,69 - 5,14}{5} \right) + \left(\frac{60,48 - 5,04}{5} \right) = 45,01 \text{ [daN]} \end{aligned}$$

$$\text{Resultante : } F_y = 0$$

$$\text{Resultante : } F_z = n * (P_{Isoladores} + P_{CD}) + P_{CG} = 3 * (60 + 136,28) + 135,52 = 724,37 \text{ [daN]}$$

A hipótese 1 é a pior das hipóteses, portanto o esforço total será:

$$F_H = 0 + 315,05 = 315,05 \text{ [daN]}$$

$$F_V = 724,37 \text{ [daN]}$$

Atendendo aos esforços totais que os apoios aguentam, o apoio 1 será do tipo F95CA, com uma altura útil de 24,6 m .

5.6.2 Apoios de Alinhamento

O primeiro apoio escolhido para exemplificar o cálculos dos apoios de alinhamento foi o apoio 24 , que conta com cadeias de suspensão e é precedido de um vão de 230 metros e seguido de um vão de 230 metros. A figura (5.4) exemplifica um apoio de alinhamento.

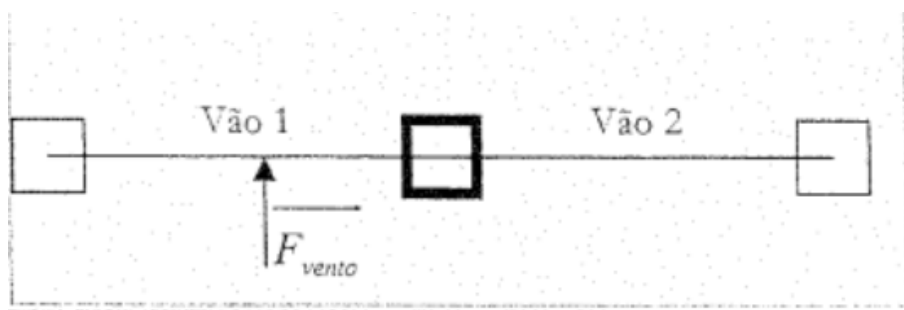


Figura 5.4: Esquema de um apoio em alinhamento [16].

Demonstração Apoio 24

Sentido longitudinal, eixo x: (Não existe mudança de tração).

$$T_{CD_x} = \sigma * |t_{serv_vao2} - t_{serv_vao1}| = 157,92 * |8 - 8| = 0 \text{ [daN]}$$

$$T_{CG_x} = \sigma * |t_{serv_vao2} - t_{serv_vao1}| = 144,76 * |8 - 8| = 0 \text{ [daN]}$$

Sentido transversal, eixo y :

$$F_{V_Isoladores} = (\alpha * c * q * s) = 15 \text{ [daN]}$$

$$F_{V_CD_y} = \alpha * c * q * d * \frac{vao1 + vao2}{2} = 0,6 * 1 * 90 * 0,01632 * \frac{230 + 230}{2} = 202,69 \text{ [daN]}$$

$$F_{V_CG_y} = \alpha * c * q * d * \frac{vao1 + vao2}{2} = 0,6 * 1 * 90 * 0,0160 * \frac{230 + 230}{2} = 198,72 \text{ [daN]}$$

Sentido vertical, eixo z :

$$P_{Isoladores} = \sum P_{componentes} = 30 \text{ [daN]}$$

$$P_{CD} = (W_c + \frac{\rho * \pi}{4} * [(d + 2e)^2 - d^2]) * \frac{vao1 + vao2}{2} =$$

$$= (0,547 + 900 * \frac{\pi}{4} * [(0,01632 + 2 * 0,012)^2 - 0,01632^2]) * \frac{230 + 230}{2} = 346,81 \text{ [daN]}$$

$$P_{CG} = (W_c + \frac{\rho * \pi}{4} * [(d + 2e)^2 - d^2]) * \frac{vao1 + vao2}{2} =$$

$$= (0,55 + 900 * \frac{\pi}{4} * [(0,01600 + 2 * 0,012)^2 - 0,01600^2]) * \frac{230 + 230}{2} = 345,00 \text{ [daN]}$$

Hipótese 1 (vento perpendicular à linha) :

$$Resultante : F_x = T_{CD_x} + T_{CG_x} = 0 \text{ [daN]}$$

$$Resultante : F_y = n * (F_{V_Isoladores} + F_{V_CD_y}) + F_{V_CG_y} = 3 * (15 + 202,694) + 198,72 = 851,80 \text{ [daN]}$$

$$Resultante : F_z = n * (P_{Isoladores} + P_{CD}) + P_{CG} = 3 * (30 + 346,81) + 345,00 = 1475,43 \text{ [daN]}$$

Hipótese 2 :

$$Resultante : F_x = n * (\frac{F_{V_CD_y}}{5}) + (\frac{F_{V_CG_y}}{5}) = 3 * (\frac{202,69}{5}) + (\frac{198,72}{5}) = 161,36 \text{ [daN]}$$

$$Resultante : F_y = 0$$

$$Resultante : F_z = n * (P_{Isoladores} + P_{CD}) + P_{CG} = 3 * (30 + 346,81) + 345,00 = 1475,43 \text{ [daN]}$$

A hipótese 1 é a pior das hipóteses, portanto o esforço total será:

$$F_H = 0 + 851,80 = 851,80 \text{ [daN]}$$

$$F_V = 1475,43 \text{ [daN]}$$

Atendendo aos esforços totais que os apoios aguentam, o apoio 24 será do tipo F20CA, com uma altura útil de 26,4 m .

O outro apoio de alinhamento escolhido para este exemplo foi o apoio 23 , que conta com cadeias de amarração e é precedido de um vão de 180 metros e seguido de um vão de 230 metros.

Demonstração Apoio 23

Sentido longitudinal, eixo x: (Não existe mudança de tração).

$$T_{CD_x} = \sigma * |t_{serv_vao2} - t_{serv_vao1}| = 157,92 * |8 - 8| = 0 \text{ [daN]}$$

$$T_{CG_x} = \sigma * |t_{serv_vao2} - t_{serv_vao1}| = 144,76 * |8 - 8| = 0 \text{ [daN]}$$

Sentido transversal, eixo y :

$$F_{V_Isoladores} = (\alpha * c * q * s) * 2 = 15 * 2 = 30 \text{ [daN]}$$

$$F_{V_CD_y} = \alpha * c * q * d * \frac{vao1 + vao2}{2} = 0,6 * 1 * 90 * 0,01632 * \frac{180 + 230}{2} = 180,66 \text{ [daN]}$$

$$F_{V_CG_y} = \alpha * c * q * d * \frac{vao1 + vao2}{2} = 0,6 * 1 * 90 * 0,0160 * \frac{180 + 230}{2} = 177,12 \text{ [daN]}$$

Sentido vertical, eixo z :

$$P_{Isoladores} = \sum P_{componentes} * 2 = 30 * 2 = 60 \text{ [daN]}$$

$$P_{CD} = (W_c + \frac{\rho * \pi}{4} * [(d + 2e)^2 - d^2]) * \frac{vao1 + vao2}{2} =$$

$$= (0,547 + 900 * \frac{\pi}{4} * [(0,01632 + 2 * 0,012)^2 - 0,01632^2]) * \frac{180 + 230}{2} = 309,11 \text{ [daN]}$$

$$P_{CG} = (W_c + \frac{\rho * \pi}{4} * [(d + 2e)^2 - d^2]) * \frac{vao1 + vao2}{2} =$$

$$= (0,55 + 900 * \frac{\pi}{4} * [(0,01600 + 2 * 0,012)^2 - 0,01600^2]) * \frac{180 + 230}{2} = 307,50 \text{ [daN]}$$

Hipótese 1 (vento perpendicular à linha) :

$$Resultante : F_x = T_{CD_x} + T_{CG_x} = 0 \text{ [daN]}$$

$$Resultante : F_y = n * (F_{V_Isoladores} + F_{V_CD_y}) + F_{V_CG_y} = 3 * (30 + 180,66) + 177,12 = 809,107 \text{ [daN]}$$

$$\text{Resultante : } F_z = n * (P_{\text{isoladores}} + P_{CD}) + P_{CG} = 3 * (60 + 309,11) + 307,50 = 1414,84 \text{ [daN]}$$

Hipótese 2 :

$$\text{Resultante : } F_x = n * \left(\frac{F_{V_CD_y}}{5} \right) + \left(\frac{F_{V_CG_y}}{5} \right) = 3 * \left(\frac{180,66}{5} \right) + \left(\frac{177,12}{5} \right) = 143,82 \text{ [daN]}$$

$$\text{Resultante : } F_y = 0$$

$$\text{Resultante : } F_z = n * (P_{\text{isoladores}} + P_{CD}) + P_{CG} = 3 * (60 + 309,11) + 307,50 = 1414,84 \text{ [daN]}$$

A hipótese 1 é a pior das hipóteses, portanto o esforço total será:

$$F_H = 0 + 809,17 = 809,17 \text{ [daN]}$$

$$F_V = 1414,84 \text{ [daN]}$$

Atendendo aos esforços totais que os apoios aguentam, o apoio nº23 será do tipo F45CA, com uma altura útil de 24,6m .

5.6.3 Apoios de Ângulo

Os apoios em ângulo das linhas devem ser calculados para duas hipóteses diferentes, sendo o processo de cálculo exemplificado de seguida³.

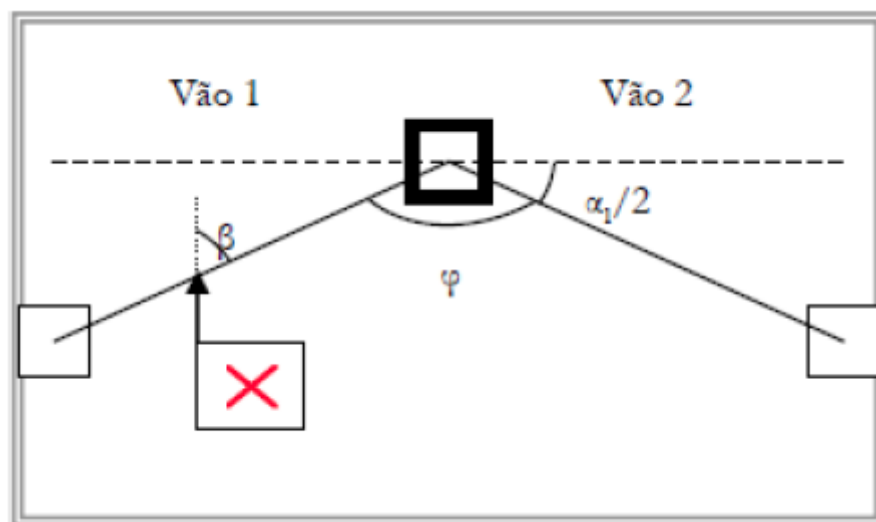


Figura 5.5: Esquema de um apoio em ângulo [16]

³Capítulo V, Secção II, artigo 57º do RSLEAT.

Os ângulos são calculados da seguinte maneira, considerando que φ está em graus:

$$\beta = \frac{\varphi}{2} \quad (5.1)$$

$$\frac{\alpha_1}{2} = \frac{180 - \varphi}{2} \quad (5.2)$$

Para exemplificar o cálculo dos esforços de um apoio em ângulo utilizou-se o apoio 29, sabendo-se à partida que a fixação é em amarração. Este apoio está compreendido entre um vão de 280 metros e um de 218 metros.

Antes de efetuar os cálculos propriamente ditos é necessário calcular os seguintes ângulos de acordo com a figura (5.5).

$$\varphi = 173,93[\text{grados}] = 156,537[^\circ]$$

$$\beta = \frac{156,537}{2} = 78,268[^\circ]$$

$$\frac{\alpha_1}{2} = \frac{180 - 156,537}{2} = 11,731[^\circ]$$

Sentido longitudinal, eixo x: (Não existe mudança de tração).

$$T_{CD_x} = \sigma * \cos\left(\frac{\alpha_1}{2}\right) * |t_{serv_vao2} - t_{serv_vao1}| = 157,92 * \cos(11,731) * |8 - 8| = 0 [daN]$$

$$T_{CG_x} = \sigma * \cos\left(\frac{\alpha_1}{2}\right) * |t_{serv_vao2} - t_{serv_vao1}| = 144,76 * \cos(11,731) * |8 - 8| = 0 [daN]$$

Sentido transversal, eixo y:

$$F_{V_Isoladores} = (\alpha * c * q * s) * 2 = 15 * 2 = 30 [daN]$$

$$F_{V_CD_y} = \alpha * c * q * d * \frac{vao1 + vao2}{2} * \sin(\beta)^2 = 0,6 * 1 * 90 * 0,0163 * \frac{280 + 218}{2} * \sin(78,26)^2 = 210,36 [daN]$$

$$F_{V_CG_y} = \alpha * c * q * d * \frac{vao1 + vao2}{2} * \sin(\beta)^2 = 0,6 * 1 * 90 * 0,016 * \frac{280 + 218}{2} * \sin(78,26)^2 = 206,24 [daN]$$

$$T_{CD_y} = |t_{serv_vao2} + t_{serv_vao1}| * \sigma * \sin\left(\frac{\alpha_1}{2}\right) = (8 + 8) * 157,92 * \sin(11,731) = 513,74 [daN]$$

$$T_{CG_y} = |t_{serv_vao2} + t_{serv_vao1}| * \sigma * \sin\left(\frac{\alpha_1}{2}\right) = (11 + 11) * 144,76 * \sin(11,731) = 647,53 [daN]$$

Sentido vertical, eixo z:

$$P_{Isoladores} = \sum P_{componentes} * 2 = 30 * 2 = 60 [daN]$$

$$\begin{aligned}
 P_{CD} &= (W_c + \frac{\rho * \pi}{4} * [(d + 2e)^2 - d^2]) * \frac{vao1 + vao2}{2} = \\
 &= (0,547 + 900 * \frac{\pi}{4} * [(0,01632 + 2 * 0,012)^2 - 0,01632^2]) * \frac{280 + 218}{2} = 375,46[daN] \\
 P_{CG} &= (W_c + \frac{\rho * \pi}{4} * [(d + 2e)^2 - d^2]) * \frac{vao1 + vao2}{2} = \\
 &= (0,55 + 900 * \frac{\pi}{4} * [(0,01600 + 2 * 0,012)^2 - 0,01600^2]) * \frac{280 + 218}{2} = 373,50[daN]
 \end{aligned}$$

Hipótese 1 (vento paralelo à bissetriz do ângulo) :

$$Resultante : F_x = 0 [daN]$$

$$\begin{aligned}
 Resultante : F_y &= n * (F_{V_Isoladores} + F_{V_CD_y} + T_{CD_y}) + F_{V_CG_y} + T_{CG_y} = \\
 &= 3 * (30 + 210,36 + 513,74) + 206,24 + 647,53 = 3116,12 [daN]
 \end{aligned}$$

$$Resultante : F_z = 3 * (P_{Isoladores} + P_{CD}) + P_{CG} = 3 * (60 + 375,46) + 373,50 = 1679,88 [daN]$$

Hipótese 2:

$$Resultante : F_x = n * (\frac{F_{V_CD_y}}{5}) + (\frac{F_{V_CG_y}}{5}) = 3 * (\frac{210,36}{5}) + (\frac{206,24}{5}) = 143,82 [daN]$$

$$Resultante : F_y = 0$$

$$Resultante : F_z = n * (P_{Isoladores} + P_{CD}) + P_{CG} = 3 * (60 + 375,45) + 373,50 = 1679,88 [daN]$$

A hipótese 1 é a pior das hipóteses, portanto o esforço total será:

$$F_H = 0 + 3116,12 = 3116,12 [daN]$$

$$F_V = 1679,88 [daN]$$

Atendendo aos esforços totais que os apoios aguentam, o apoio 29 será do tipo F45CA, com uma altura útil de 24,6m .

5.6.4 Apoio de Reforço

Foi escolhido o apoio 20 para demonstrar os esforços num apoio em reforço. Este conta com cadeias em amarração e está compreendido entre um vão de 150 m e 160 m .

Demonstração Apoio 20

Sentido longitudinal, eixo x: (Não existe mudança de tração).

$$T_{CD_x} = \sigma * |t_{serv_vao2} - t_{serv_vao1}| = 157,92 * |8 - 8| = 0 \text{ [daN]}$$

$$T_{CG_x} = \sigma * |t_{serv_vao2} - t_{serv_vao1}| = 144,76 * |8 - 8| = 0 \text{ [daN]}$$

Sentido transversal, eixo y :

$$F_{V_Isoladores} = (\alpha * c * q * s) * 2 = 15 * 2 = 30 \text{ [daN]}$$

$$F_{V_CD_y} = \alpha * c * q * d * \frac{vao1 + vao2}{2} = 0,6 * 1 * 90 * 0,01632 * \frac{150 + 160}{2} = 136,60 \text{ [daN]}$$

$$F_{V_CG_y} = \alpha * c * q * d * \frac{vao1 + vao2}{2} = 0,6 * 1 * 90 * 0,0160 * \frac{150 + 160}{2} = 133,92 \text{ [daN]}$$

Sentido vertical, eixo z :

$$P_{Isoladores} = \sum P_{componentes} * 2 = 30 * 2 = 60 \text{ [daN]}$$

$$P_{CD} = (W_c + \frac{\rho * \pi}{4} * [(d + 2e)^2 - d^2]) * \frac{vao1 + vao2}{2} =$$

$$= (0,547 + 900 * \frac{\pi}{4} * [(0,01632 + 2 * 0,012)^2 - 0,01632^2]) * \frac{150 + 160}{2} = 233,72 \text{ [daN]}$$

$$P_{CG} = (W_c + \frac{\rho * \pi}{4} * [(d + 2e)^2 - d^2]) * \frac{vao1 + vao2}{2} =$$

$$= (0,55 + 900 * \frac{\pi}{4} * [(0,01600 + 2 * 0,012)^2 - 0,01600^2]) * \frac{150 + 160}{2} = 232,50 \text{ [daN]}$$

Hipótese 1 (vento perpendicular à linha) :

$$Resultante : F_x = T_{CD_x} + T_{CG_x} = 0 \text{ [daN]}$$

$$Resultante : F_y = n * (F_{V_Isoladores} + F_{V_CD_y}) + F_{V_CG_y} = 3 * (30 + 136,60) + 133,92 = 633,71 \text{ [daN]}$$

$$Resultante : F_z = n * (P_{Isoladores} + P_{CD}) + P_{CG} = 3 * (60 + 233,72) + 232,50 = 1113,66 \text{ [daN]}$$

Hipótese 2 :

$$Resultante : F_x = n * (\frac{F_{V_CD_y}}{5}) + (\frac{F_{V_CG_y}}{5}) = 3 * (\frac{136,60}{5}) + (\frac{133,92}{5}) = 108,743 \text{ [daN]}$$

$$Resultante : F_y = 0$$

$$Resultante : F_z = n * (P_{Isoladores} + P_{CD}) + P_{CG} = 3 * (60 + 233,72) + 232,50 = 1113,66 \text{ [daN]}$$

A hipótese 1 é a pior das hipóteses, portanto o esforço total será:

$$F_H = 0 + 633,71 = 633,71 \text{ [daN]}$$

$$F_V = 1113,66 \text{ [daN]}$$

Atendendo aos esforços totais que os apoios aguentam, o apoio 20 será do tipo F95CA, com uma altura útil de 33,6m .

No anexo (E) apresentam-se os resultados obtidos no *Excel* dos esforços atuantes em todos os apoios da linha para o pior caso.

5.7 Mapa de Quantidades

O mapa de quantidades é uma lista de todos os elementos necessários para o projeto e sua quantidade pretendida. Para efetuar a ligação entre o Parque Eólico S.Macário e o Posto de Corte de Cabril são necessários os seguintes elementos:

Tabela 5.11: Mapa de Quantidades da linha.

Designação		Quantidade
Apoios metálicos	Portico	1 unidade
	F95CA/24	5 unidades
	F20CA/24	7 unidades
	F45CA/24	4 unidades
	F20CA/27	10 unidades
	F45CA/30	2 unidades
	F65CA/27	1 unidade
	F45CA/27	3 unidades
	F20CA/30	3 unidades
	F95CA/33	2 unidades
	F20CA/33	3 unidades
	F65CA/24	1 unidades
Apoio Betão K10-75/34-14	K10-75/34-14	1 unidade
Armações	Portico	1 unidade
	F95CA	8 unidades
	F20CA	23 unidades
	F45CA	9 unidades
	F65CA/27	1 unidade
	GAN-AT	1 unidade
Volume total de Escavação		894,73 m ³
Volume total de Betão Ciclopico		18,25 m ³
Volume Total de Betão Normal		148,72 m ³
Volume Total de Betão Moldado		183,90 m ³
Cadeias de amarração ascendente		30 unidades
Cadeias de amarração descendentes		78 unidades
Cadeias de Suspensão		72 unidades
Cabo ACSR 160		24970,29 m
Cabo OPGW AS/AA/ST 32 /113		8485,05 m
Cabo subterrâneo LXHIOLE		140 m
Balizagem diurna cabos		8 unidades
Balizagem diurna apoios		2 unidades
Pinças suspensão Armour Grip Suspension		72 unidades
Pinças de amarração		108 unidades
Dispositivos de Protecção à Avifauna		135 unidades
Hastes descarga Suspensão		288 unidades
Hastes descarga Amarração		432 unidades
Isoladores		1080 unidades

5.8 Cálculo Elétrico

5.8.1 Intensidade de Corrente de Serviço

Como a linha será simples em toda a sua extensão e teremos dois tipos de condutores ao longo do traçado (ACSR 160 mm^2 e LXHIOLE 400 mm^2), a intensidade de corrente do circuito será a do cabo cuja capacidade de transporte é menor, pelo que teremos por fase:

$$I = \frac{30 * 10^6}{\sqrt{3} * 63 * 10^3} = 274,93 \text{ [A]}$$

A densidade de corrente por fase do cabo condutor é :

$$d = \frac{274,9}{157,92} = 1,74 \text{ [A/mm}^2\text{]}$$

A densidade de corrente por fase do cabo subterrâneo é :

$$d = \frac{274,9}{400} = 0,69 \text{ [A/mm}^2\text{]}$$

5.8.2 Resistência Elétrica

Para determinar a resistência ohmica, por fase, é necessário aplicar a resistência elétrica dos dois cabos utilizados. A temperatura tomada para o cálculo da resistência foi de 20°C . Apesar de existirem períodos de oscilação na rede ou variações da temperatura ambiental, a EDP adota para o cálculo das perdas, uma resistência elétrica a 20°C.

O valor da resistência ohmica total da linha é :

$$R = 8,081 * 0,2124 + 0,0778 * 0,140 = 1,727 \text{ [\Omega]}$$

5.8.3 Perdas de energia

O valor das perdas de energia por resistência óhmica obtêm-se através da seguinte expressão :

$$p = 3 * 1,727 * 274,9^2 = 391677,18 \text{ [W]}$$

Em valores percentuais o seu valor é dado por :

$$p = \frac{391677,18}{30 * 10^6 * 0,9} * 100 = 1,45 \text{ [%]}$$

As perdas correspondem a 1,45 % da potência transportável. Conclui-se, portanto, que as perdas de energia verificadas são reduzidas relativamente à potência transportável.

5.8.4 Distância geométrica entre fases

Neste projeto são utilizados apoios metálicos da serie F, com a geometria dos condutores em galhardete, estando duas fases de um lado da cabeça e a outra fase do outro lado. Os apoios F20 CA, F45 CA e F65CA têm uma configuração com o mesmo desenho, já o apoio F95CA é um pouco diferente. Também foi usado um apoio em betão com armadura em galhardete.

A figura (5.6) representa os vários topos dos apoios metálicos utilizados no projeto.

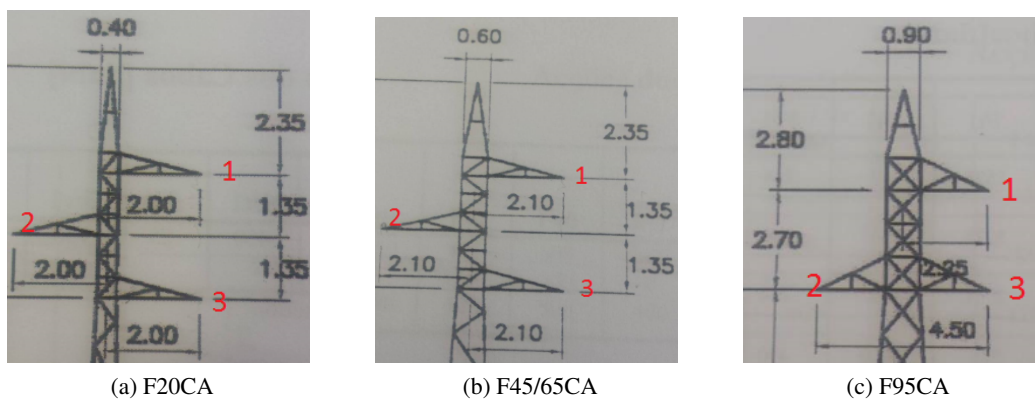


Figura 5.6: Topos dos apoios metálicos da serie F com cabeça aberta e respetivas distâncias dos pontos de fixação, expressas em metros [6].

Apoio F20CA:

$$D_{12} = \sqrt{4^2 + 1,35^2} = 4,221[m]$$

$$D_{13} = 2,7[m]$$

$$D_{23} = \sqrt{4^2 + 1,35^2} = 4,221[m]$$

$$D_{geometrica} = \sqrt[3]{4,221 * 4,221 * 2,7} = 3,6372[m]$$

Apoio F45CA e F65CA:

$$D_{12} = \sqrt{4,2^2 + 1,35^2} = 4,411[m]$$

$$D_{13} = 2,7[m]$$

$$D_{23} = \sqrt{4,2^2 + 1,35^2} = 4,411[m]$$

$$D_{geometrica} = \sqrt[3]{4,411 * 4,411 * 2,7} = 3,745[m]$$

Apoio F95CA:

$$D_{12} = \sqrt{D_{13}^2 + D_{23}^2} = \sqrt{2,7^2 + 4,5^2} = 5,2478[m]$$

$$D_{13} = 2,7[m]$$

$$D_{23} = 4,5[m]$$

$$D_{geometrica} = \sqrt[3]{5,2478 * 2,7 * 4,5} = 3,995[m]$$

Apoio AK 10:

$$D_{12} = 2,191[m]$$

$$D_{13} = 2,5[m]$$

$$D_{23} = 2,191[m]$$

$$D_{geometrica} = \sqrt[3]{2,191 * 2,5 * 2,191} = 2,289[m]$$

5.8.5 Queda de Tensão

O valor do coeficiente de auto-indução deve ser calculado de forma separada para os diferentes apoios, visto que o valor da distância geométrica entre fases varia conforme os apoios utilizados.

Apoio F20CA:

$$L_k = \left[\frac{1}{2 * 1} + 4,6 * \log\left(\frac{3637}{8,16}\right) \right] * 10^{-4} = 1,270 * 10^{-3} [H/km]$$

Apoio F45CA e F65CA:

$$L_k = \left[\frac{1}{2 * 1} + 4,6 * \log\left(\frac{3745}{8,16}\right) \right] * 10^{-4} = 1,276 * 10^{-3} [H/km]$$

Apoio F95CA:

$$L_k = \left[\frac{1}{2 * 1} + 4,6 * \log\left(\frac{3995}{8,16}\right) \right] * 10^{-4} = 1,289 * 10^{-3} [H/km]$$

Apoio AK 10:

$$L_k = \left[\frac{1}{2 * 1} + 4,6 * \log\left(\frac{2289}{8,16}\right) \right] * 10^{-4} = 1,18 * 10^{-3} [H/km]$$

De seguida, calcula-se as reatâncias, atendendo à extensão da linha em que cada apoio é utilizado.

Apoio F20CA:

O apoio do tipo F20CA é usado em 4,80 km da linha.

$$X_k = 1,270 * 10^{-3} * 314,159 * 4,80 = 1,915 \text{ } [\Omega]$$

Apoio F45CA e F65CA:

Os apoios do tipo F45CA e F65CA são usados numa extensão de 2,205 km da linha.

$$X_k = 1,276 * 10^{-3} * 314,159 * 2,205 = 0,883 \text{ } [\Omega]$$

Apoio F90:

O apoio do tipo F95CA é usado numa extensão de 0,951 km da linha.

$$X_k = 1,289 * 10^{-3} * 314,159 * 0,951 = 0,385 \text{ } [\Omega]$$

Apoio AK 10:

O apoio do tipo AK 10 é utilizado num troço da linha com 0,123 km.

$$X_k = 1,18 * 10^{-3} * 314,159 * 0,123 = 0,045 \text{ } [\Omega]$$

Troço subterrâneo

O troço subterrâneo tem uma distancia de 0,140 km.

$$X_k = 0,12 * 0,140 = 0,0168 \text{ } [\Omega]$$

Fazendo-se por fim a contabilização da reatância total da linha, já com a introdução do troço subterrâneo:

$$X_{total} = 1,915 + 0,883 + 0,385 + 0,045 + 0,0168 = 3,245 \text{ } [\Omega]$$

A queda de tensão, por fase, será :

$$\Delta U = \sqrt{3} * 274,9 * (1,727 * 0,9 + 3,246 * 0,435) = 1414,17 \text{ } [V]$$

Em valores percentuais o seu valor é dado por :

$$U = \frac{1414,17}{63 * 10^3} * 100 = 2,24 [\%]$$

A queda de tensão corresponde a 2,24 % da tensão de serviço.

5.9 Campo Eletromagnético

De acordo com a Portaria nº 1421/2004, de 23 de novembro, publicada no Diária da República - I Serie B, nº275, os níveis de referência da exposição aos campos elétricos, magnéticos e eletromagnéticos (0 Hz - 300 GHz , valores eficazes não perturbados), são os seguintes:

Tabela 5.12: Limites de exposição dos campos eletromagnéticos.

Limites de Exposição a Campos Elétricos e Magnéticos a 50 Hz	
Campo Elétrico [kV/m]	Densidade de Fluxo Magnético [μ T]
5	100

Realizou-se o cálculo do campo elétrico e magnético no local onde a distância ao solo do último condutor é a menor. Utilizou-se a ferramenta de cálculo da EDP para determinar estes valores.

5.9.1 Cálculo do Campo Elétrico

Foi efetuado o cálculo do campo elétrico junto do apoio 37, no ponto em que a distância dos condutores inferiores ao solo é mais baixa, tendo-se obtido o valor de 0,536 kV/m a 7 m do solo.

5.9.2 Cálculo do Campo Magnético

Foi efetuado o cálculo do campo magnético junto do apoio 37, no ponto em que a distância dos condutores inferiores ao solo é mais baixa, tendo-se obtido o valor de 4,444 μ T a 7 m do solo.

Todos os valores, como se verifica, estão dentro dos limites apresentados na tabela (5.12).

Capítulo 6

Descrição dos Cabos com Núcleo Compósito de Alta Temperatura

No setor da distribuição de energia elétrica, cada vez mais se recorre à aplicação de novos condutores de alta temperatura em situações de *uprating*. Estes cabos têm a vantagem de resolver, tanto os problemas associados com o aumento da procura de energia elétrica, como também as constantes oposições face a novas construções de linhas, uma vez que conseguem aumentar a capacidade de transporte do sistema, com uma reduzida ou inexistente alteração da configuração do sistema.

Embora existam vários tipos de condutores de alta temperatura comercializados e testados no mercado elétrico, optou-se por avaliar os cabos com núcleo compósito na sua constituição, pois oferecem melhores resultados em situações elétricas, térmicas e mecânicas do sistema. Os cabos de alta temperatura que vão ser testados para melhoria das condições de transporte da linha são os ACCR e ACCC.

As principais diferenças verificadas nos dois cabos com núcleo compósito encontram-se no processo de construção do núcleo e na constituição do alumínio condutor.

Estes cabos, para além de conduzirem ao aumento da corrente a circular na linha, presenteiam outras características de importância acrescida, como redução das flechas. Deste modo, garante-se que nos vãos onde existia uma proximidade excessiva aos solos, haja também uma maior margem de segurança.

Para situações de *uprating*, a utilização destes cabos no terreno não necessita de licenças, uma vez que é vista como uma ação de manutenção da rede, sendo uma operação rápida e eficaz.

A colocação destes cabos não altera o impacto visual nem ambiental da linha, visto que a sua exposição é idêntica às dos cabos convencionais, com a única particularidade da temperatura do cabo ser mais elevada.

6.1 Inconveniências do Cabo ACSR

O cabo ACSR utiliza na sua constituição, um núcleo de aço recoberto por várias camadas de alumínio 1350-H19. O transporte da corrente está incumbido ao alumínio e o suporte mecânico é realizado maioritariamente pelo núcleo de aço, sendo que o alumínio também contribui, mas de uma forma menos acentuada.

A operação a altas temperaturas deste tipo de cabos tem efeitos negativos na tensão de rotura e na flecha do condutor, uma vez que o alumínio usado (1350-H19) é sujeito a um processo de recozimento nesta gama de temperaturas. Apesar do aço continuar a sustentar mecanicamente o cabo, este não é suficiente para garantir um estado de conservação adequado do condutor.

Assim sendo, estes cabos apenas podem funcionar de forma contínua até 90°C, sem que haja qualquer mudança significativa das propriedades físicas do condutor. Quando este valor aumenta, existe uma expansão elástica acentuada e uma redução da resistência à tração. Estas modificações físicas levam a um aumento acentuado das flechas das linhas. Portanto, os cabos ACSR apresentam-se como inapropriados quando usados em altas temperaturas.

6.2 Constituição dos Cabos de Alta Temperatura

A descrição geral dos cabos ACCR e ACCC será exposta usando o cabo ACSR como forma de comparação, uma vez que este cabo foi utilizado na primeira-parte da dissertação, tornando-se relevante enunciar as diferenças introduzidas com estes novos cabos.

6.2.1 Cabo ACCC

O cabo ACCC difere do cabo ACSR, visto que não usa na sua constituição o aço, optando por utilizar um núcleo compósito de fibra de carbono e de vidro que estão ligados por uma resina epoxy de alta temperatura.

O núcleo é produzido por um processo de pultrusão [17], no qual, as fibras de carbono e de vidro são impregnadas com resina e puxadas através de um molde especialmente aquecido para completar a secagem.

Na figura (6.1) é apresentado o núcleo do cabo ACCC, onde é demonstrado o compósito de carbono no centro, que tem como particularidade o fato de esticar menos que o aço, rodeado por fibras de vidro em torno dele .

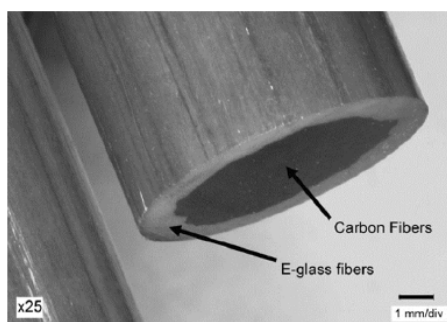


Figura 6.1: Representação da alma do cabo ACCC [17].

O facto do núcleo ACCC não ser metálico, elimina as perdas de histerese magnéticas, que podem ser tão altas quanto 6% num condutor com núcleo com 3 camadas de aço e 20% num condutor com núcleo com camada única de aço, sob condições de corrente elevada [34]. Além disto, o núcleo compósito não é corrosivo, não oxida, não apresenta falhas de fadiga e não causa efeitos galvânicos entre o núcleo e o alumínio, como acontece nos condutores convencionais.

As fibras utilizadas no núcleo são 25% mais resistentes e 60% mais leves que o aço, originando uma diminuição do peso do núcleo [18]. O peso economizado, comparativamente com o ACSR, pode ser conseguido através de um uso superior de quantidade do condutor de alumínio.

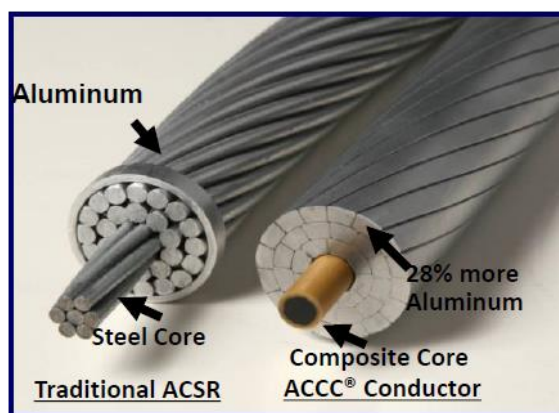


Figura 6.2: Constituição e comparação entre o cabo ACCC e o cabo ACSR [18].

Como se pode observar na figura (6.2), o núcleo compósito é concebido como um sólido, de uma só peça sem espaços vazios, ao contrário do núcleo de aço ACSR, que é composto por fios redondos com várias separações. Isto levou a um núcleo com uma maior área de secção transversal, mas com um diâmetro semelhante.

A condução da corrente elétrica é conseguida através dos fios de alumínio que rodeiam o núcleo compósito. Estes fios são na sua generalidade totalmente recozidos e do tipo 1350-O com formato trapezoidal [17], permitindo a incorporação de aproximadamente mais 28% de alumínio [34]. Deste modo, oferece-se uma maior condutividade e uma menor resistência elétrica para qualquer diâmetro do condutor.

Embora o recozimento do alumínio diminua a resistência à tração, oferece outros privilégios como o aumento da condutividade e resistência à fadiga. Esta redução da resistência à tração por parte do alumínio é colmatada pela existência de um núcleo compósito, como verificado anteriormente, que por si só, consegue suportar todos os esforços a que o cabo é sujeito.

O conteúdo de alumínio adicional do condutor ACCC, contribui para uma redução das perdas da linha num intervalo entre 30 a 40 % [34], quando comparado com o cabo de aço reforçado com o mesmo diâmetro e peso e sob as mesmas condições de exploração e de carga.

O núcleo compósito condutor ACCC, em conjunto com a superfície lisa e suave dos fios de alumínio em formato trapezoidal, ajuda a dissipar a vibração eólica de forma mais eficaz. Esta dissipação permite ao condutor ser instalado com tensões iniciais mais elevadas, muitas vezes sem o uso de amortecedores de vibração, contribuindo para o aumento do tempo de vida do condutor.

Este cabo está preparado para ser utilizado para uma operação contínua até 180 °C ou numa emergência a curto prazo a 200 °C. Quando submetido a altas temperaturas, todo o comportamento térmico é realizado pelo núcleo. Deste modo, permite ao condutor ACCC transportar corrente elétrica adicional sem causar aumentos excessivos da flecha, que ocorrem quando os condutores convencionais aquecem sob o aumento de carga elétrica.

Estes cabos tanto têm a capacidade de reduzir o custo geral do projeto em situações de aperfeiçoamento de linhas existentes, como também na futura construção de uma nova plataforma aérea, uma vez que as flechas são mais reduzidas e existe um aumento da capacidade de transporte.

6.2.2 Cabo ACCR

O cabo ACCR, apesar de ter um aspeto construtivo semelhante ao cabo ACSR, utiliza um núcleo formado por múltiplas fibras de óxido de alumínio embebidas numa matriz de alumínio de grande pureza [35].

As fibras de óxido de alumínio tem a particularidade de serem leves e fortes, com um baixo coeficiente de dilatação e extremamente estáveis e resistentes ao calor. Estas, quando embebidas em alumínio, originam um compósito metálico com a mesma resistência e rigidez do núcleo de aço, mas com valores inferiores de coeficiente de dilatação térmica, de densidade e de peso.

A alma condutora permite que se opere em condições de altas temperaturas, sem evidenciar perdas de desempenho ao longo dos anos. Na figura (6.3) está representado um fragmento do núcleo do cabo ACCR.

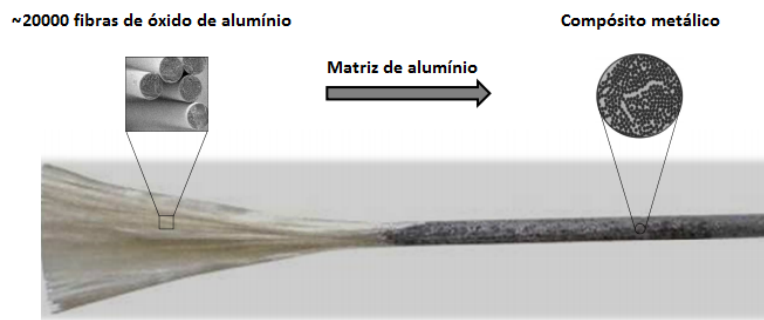


Figura 6.3: Representação do núcleo ACCR [19].

Como se pode constatar pela (6.3), cada fio da alma é constituído por cerca de 20 000 fios de fibra reforçada por óxido de alumínio, que em conjunto com o alumínio puro, formam um compósito metálico altamente resistente à corrosão e estável entre si [20]. Assim, nestes cabos não é necessário recorrer à galvanização, nem usar proteções adicionais no núcleo, sendo que estas situações apresentam-se como muito recorrentes nos cabos convencionais ACSR.

O material condutor destinado ao transporte de corrente é constituído por uma liga de alumínio e zircónio em formato circular ou trapezoidal. Este material é igualmente resistente ao calor, mantendo a sua resistência quando atua a elevadas temperaturas.

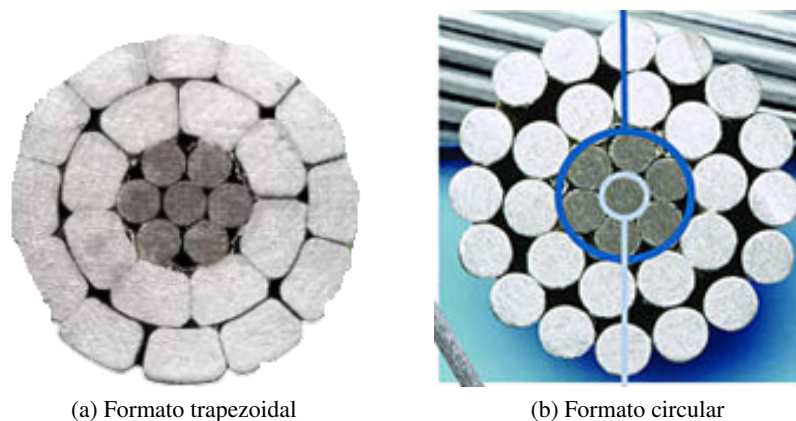


Figura 6.4: Geometria da coroa exterior do cabo ACCR [20].

A pequena adição de zircónio ao alumínio proporciona uma notável propriedade térmica, permitindo que durante o aquecimento do alumínio, este não seja recozido, não perdendo as suas características elétricas e mecânicas. Assim, quando é arrefecido, as suas propriedades mantêm-se intactas.

Uma das propriedades deste cabo é o facto de não existir uma barreira dielétrica entre o núcleo e a coroa [35]. Deste modo, existe um pequeno transporte da corrente por parte do núcleo devido à sua composição em alumínio puro, embora a maioria do transporte seja realizado pela liga de alumínio-zircónio.

Este cabo está preparado para ser utilizado para uma operação contínua até 210 °C ou no caso de uma emergência a curto prazo a 240 °C.

Uma das grandes vantagens deste cabo é o facto de operar em regiões de altas temperaturas, ambientes altamente corrosivos e zonas com temperaturas bastante reduzidas e propícias a gelo. Os seus testes em laboratório e a experiência ao longo dos anos das suas implementações levam a um desempenho prodigioso para todas as situações adversas.

6.3 Acessórios dos Cabos

Apesar de estes cabos operarem a uma temperatura mais elevada, no processo de substituição dos cabos convencionais por cabos com núcleo compósito, pode-se manter a maioria dos equipamentos existentes na linha, excetuando os instrumentos de fixação.

Estes acessórios tem como função prender e suportar os cabos apertados e têm na sua constituição um elemento isolador que evita a circulação de corrente para as cadeias de isoladores e para os apoios. Perante estas novas condições de temperatura, é necessário substituir estes instrumentos por acessórios resistentes a altas temperaturas.

Nos casos das amarrações, devem ser usados os acessórios mostrados na figura (6.5).

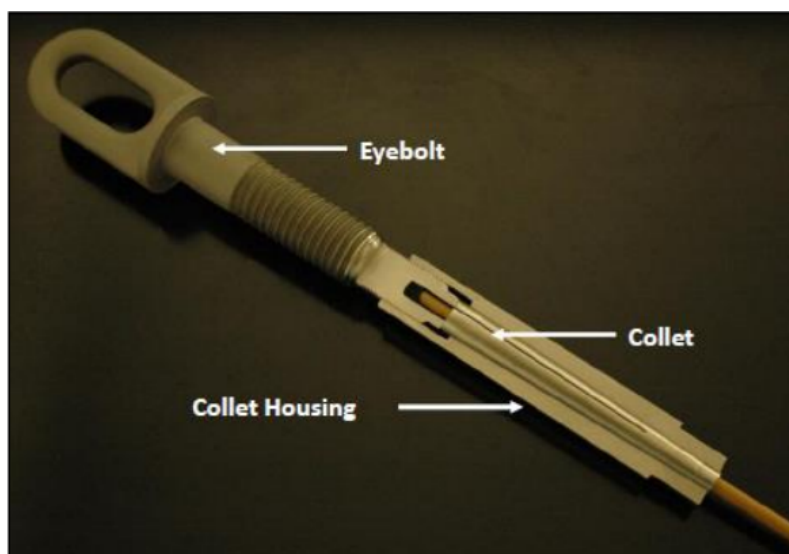


Figura 6.5: Acessório de fixação [18].

Quanto às pinças de suspensão, podem aplicar-se as pinças do tipo AGS, iguais às dos cabos convencionais, uma vez que estas já garantem uma adequada utilidade na redução das vibrações e na dissipação do calor.

6.4 Efeito do Gelo

Como acontece em todos os cabos, o gelo é dos fenómenos mais prejudiciais para o bom funcionamento de uma linha aérea, pois, pode causar um alongamento permanente do condutor,

resultado do carregamento pesado do gelo.

Relativamente ao cabo ACCR, como utiliza uma liga de alumínio e zircónio, não releva problemas com o gelo quando submetido a estas condições. Quanto ao cabo ACCC, este emprega na sua constituição um alumínio recozido, que sob condições pesadas de gelo, não contribui para o suporte da tensão da carga, merecendo a sua análise uma especial atenção. Enquanto o núcleo compósito ACCC é totalmente elástico e não se deforma ou cede como os cabos convencionais ACSR, o módulo de elasticidade do núcleo é menor do que o do aço.

Contudo, convém mencionar que, este cabo, se estiver a funcionar durante um regime normal de carga, encontra-se a elevadas temperaturas, conseguindo derreter a maioria do gelo que se acumula na superfície dos condutores, por isso não se trata de um problema agravante para o sistema.

A maior preocupação dá-se quando se está perante condições de baixa carga ou de configurações na linha, uma vez que, existe pouca ou nenhuma corrente a fluir, sendo que esse gelo acumula-se no condutor e pode levar à exibição de uma maior elongação. Visto isto, deve-se ter atenção a estas ações e fazer uma monitorização constante dos cabos nestas condições.

Para atenuar os constrangimentos que o gelo possa vir a causar, deve-se submeter o alumínio a tensões (Pré-tensionamento) antes de montar os cabos, de forma a não contribuir para o aumento da flecha. Outra das soluções é utilizar maiores tensões de serviço em todos os vãos do sistema, caso não cause efeitos suplementares nos apoios [18].

O facto de apresentar um núcleo elástico, com maior resistência à tração e melhor amortecimento, possibilita o retorno às condições iniciais de funcionamento, quando o gelo for dissipado, sem problema acrescido.

Algumas pesquisas e dados científicos, como a instalação de uprating na linha dos Estados Unidos (Nv Energy Line 107) , comprovam que a utilização deste cabo com estas condições é totalmente praticável. Perante estas provas dadas pelo fabricante e através de contactos com este, garantiu que em linhas de 60 kV e dada as condições do local, o efeito de gelo é reduzido, e assim, torna-se viável a execução destes cabos na linha projetada na primeira parte do estudo [18].

6.5 Comportamento Térmico

O limite térmico dos condutores convencionais ACSR situa-se à volta dos 90°C, apresentando deformações plásticas quando a temperatura se eleva a a partir deste valor. Para evitar estes inconvenientes, os condutores de alta temperatura com núcleo compósito são feitos de ligas de alumínio ou alumínio recozido, o que permite operar a temperaturas elevadas, sem risco de rotura. Contudo, existe um parâmetro denominado por temperatura de Joelho que carece de uma especial atenção.

A temperatura de Joelho traduz-se num ponto em que o comportamento do aumento da flecha é modificado à medida que se dá o aumento da temperatura. Para exemplificar este assunto serviu-se do gráfico (6.6), acrescentando desde já a sua divisão em duas zonas :

- zona 1 - pré ponto de Joelho ;

- zona 2 - pós ponto de joelho.

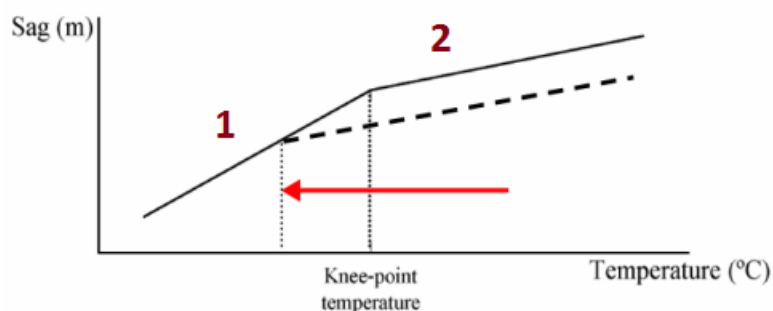


Figura 6.6: Efeitos sobre a flecha durante a mudança do ponto de temperatura de joelho [21].

Analisando a figura (6.6), conclui-se que para temperaturas abaixo do ponto de joelho, tanto o núcleo composto como o alumínio contribuem para o incremento da flecha. Por outro lado, para temperaturas acima do ponto de joelho, apenas o núcleo composto contribui para o aumento da flecha, tendo esta um aumento bastante reduzido, em comparação com a zona pré ponto de joelho. Isto acontece devido ao facto do alumínio perder as suas propriedades mecânicas, deixando de contribuir para o comportamento físico do cabo e passando apenas a desempenhar funções elétricas. Visto isto, acima do ponto de joelho o comportamento do condutor é baseado apenas no coeficiente de expansão do núcleo, que é mais baixo do que o coeficiente de expansão do condutor. Por esta razão, o aumento da flecha com a temperatura é mais baixo acima do ponto de joelho.

A função matemática da temperatura com a flecha depende dos seguintes parâmetros [36]:

- Coeficiente de expansão do condutor;
- Coeficiente de expansão do núcleo;
- Temperatura na qual ocorre o ponto de joelho.

A temperatura de joelho ocorre quando o alumínio perde a tensão da carga e varia com a rácio entre as secções de alumínio e núcleo, com os comprimentos dos vãos e com as tensões a que o cabo está sujeito[36].

Quanto mais baixa for a proporção entre as secções de alumínio e do núcleo, menor será a tensão no alumínio, ficando o condutor folgado mais rapidamente. Por isso, os condutores com baixos rácios perdem a tensão do alumínio para temperaturas mais pequenas e, consequentemente, tem pontos de joelho mais baixos, do que aqueles que apresentam um rácio maior.

Quanto aos comprimentos dos vãos, quanto maior for o seu valor, menor é a diminuição da tensão no condutor quando se dá o aumento da temperatura. Como consequência, a diminuição da tensão do alumínio é menor. Daí, quanto maior for o comprimento do vão, maior é a temperatura do ponto de joelho [36]. Como se pode comprovar pelas análises anteriores, a definição do valor específico da temperatura de joelho é uma tarefa difícil, uma vez que depende de vários fatores.

Portanto, o seu valor é normalmente definido entre intervalos e escolhido perante as situações do momento.

Na figura (6.6) está demonstrado a deslocação do ponto de joelho para valores mais baixos, de forma a maximizar a operação a altas temperaturas e a tensões mais baixas.

6.6 Cálculo Mecânico

O método de cálculo utilizado para determinar as flechas dos cabos será igual ao apresentado no capítulo (4). A única alteração efetuada, com a introdução destes novos cabos, é na equação dos estados, demonstrada na secção (4.6).

Com o aumento da temperatura, as características mecânicas do cabo vão-se alterando e por essa razão o cálculo das tensões mínimas tem que ser feito com especial cuidado. Sendo assim, para obter as tensões mínimas equivalentes à temperatura máxima não se pode comparar diretamente o estado mais desfavorável com este. Em primeiro lugar, é necessário comparar o estado mais adverso com o valor limite de temperatura para o qual as características iniciais se mantêm constantes, ou seja o valor de joelho.

Após obter-se o valor da tensão mínima para o estado de joelho, já podemos comparar este estado com o da temperatura máxima, uma vez que, as características mecânicas do cabo supõem-se constantes entre estes dois estados. De salientar, que as características mecânicas que sofrem alteração na passagem pelo estado de joelho são o coeficiente de dilatação e o módulo de Young.

Na demonstração seguinte é apresentado a equação dos estados reformulada, dividida por duas zonas de análise:

$$\theta_k + \frac{t_k}{\alpha * E} - \frac{m_k^2 * W_c^2 * L^2}{24 * \alpha * \sigma^2 * t_k^2} = \theta_i + \frac{t_i}{\alpha * E} - \frac{m_i^2 * W_c^2 * L^2}{24 * \alpha * \sigma^2 * t_i^2} \quad (6.1)$$

Zona pré-ponto de joelho

- θ_k - Temperatura no estado mais desfavorável[°C];
- θ_i - Temperatura no estado de joelho [°C];
- t_k - Tensão mecânica do condutor no estado mais desfavorável [daN/mm²];
- t_i - Tensão mecânica do condutor no estado de joelho [daN/mm²];
- m_k e m_i - Coeficientes de sobrecarga no estado mais desfavorável e no estado de joelho, respetivamente ;
- W_c - Peso específico do condutor por unidade de comprimento [daN/m];
- L - Comprimento do vão equivalente [m] ;
- α - Coeficiente de dilatação linear térmica do cabo antes do joelho [°C⁻¹];

- σ - Secção do cabo [mm^2];
- E - Módulo de elasticidade antes do joelho [daN/mm^2].

Zona pós-ponto de joelho

- θ_k - Temperatura no estado de joelho [$^{\circ}C$];
- θ_i - Temperatura no estado de temperatura máxima [$^{\circ}C$];
- t_k - Tensão mecânica do condutor no estado de joelho [daN/mm^2];
- t_i - Tensão mecânica mínima do condutor no estado de temperatura máxima [daN/mm^2];
- m_k e m_i - Coeficientes de sobrecarga no estado de joelho e no estado de temperatura máxima, respetivamente ;
- W_c - Peso específico do condutor por unidade de comprimento [daN/m];
- L - Comprimento do vão equivalente [m] ;
- α - Coeficiente de dilatação linear térmica do cabo depois do joelho [$^{\circ}C^{-1}$];
- σ - Secção do cabo [mm^2];
- E - Módulo de elasticidade depois do joelho [daN/mm^2].

6.7 Cálculo Térmico

O cálculo térmico de um condutor é uma tarefa indispensável quando se pretende analisar o comportamento destes novos cabos de alta temperatura. De acordo com a corrente de carga pretendida e das várias temperaturas ambientais sazonais ao longo do ano, torna-se necessário determinar qual a temperatura real do cabo, pelo que se impõe um estudo sobre o cálculo térmico.

A linha elétrica pode ser vista como um conjunto de elementos interligados onde as condições de trabalho dependem consideravelmente do meio ambiente. Deste modo, os cabos da linha funcionam a uma temperatura muito diferente do sistema envolvente, tornando-se fundamental formalizar uma análise detalhada das temperaturas que podem atingir consoante as características do meio que os rodeia, tais como: velocidade do vento, gelo, energia radiante, emissividade e o coeficiente de absorção solar, entre outros aspetos.

Quando estes dois sistemas estão em ligação mútua, existe uma transmissão de calor entre ambos que só pode ser avaliada pelos efeitos produzidos por esta fonte de energia. Para isso, no seguimento do modelo de *Kuipers – Brown*, foi desenvolvida uma equação de equilíbrio que possibilita a quantificação dos vários mecanismos de transferência de calor (condução, radiação e convecção), que interferem no local de implementação da linha. A equação apresentada de seguida, foi deduzida com recursos a métodos empíricos, sendo apresentada sob a forma de metro

de linha, não ficando dessa forma dependente dos comprimentos da linha, tornando-se assim mais fácil o seu cálculo [1].

$$-C \frac{dT}{dt} - E \cdot \sigma \cdot \pi \cdot d \cdot (T_c^4 - T_A^4) + \alpha_{solar} \cdot G_i \cdot d - 8,55 \cdot (v \cdot d)^{0,448} \cdot (T_c - T_A) + R \cdot I^2 = 0 \quad (6.2)$$

Sendo:

- T_A - Temperatura ambiente [K];
- T_c - Temperatura do cabo [K];
- C - Capacidade calorífica [$J \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$];
- d - Diâmetro do cabo [m];
- α_{solar} - Coeficiente de absorção solar, considera-se normalmente o valor de 0,5;
- dT - Mudança de temperatura durante dt ;
- σ - Coeficiente dimensional de Stefan-Boltzmann, com o valor de $5,7 \times 10^{-8} [W \cdot m^{-2} \cdot K^{-4}]$;
- I - Intensidade nominal de corrente [A];
- R - Resistência elétrica do cabo, à temperatura T_c [$\Omega \cdot m^{-1}$];
- v - Velocidade do vento, considerando-se normalmente um valor de 0,6 ou 1,0 [$m \cdot s^{-1}$];
- G_i - Energia radiante incidente sobre uma superfície, considera-se normalmente uma radiação de 900 ou de 1000 [$W \cdot m^{-2}$];
- E - poder emissivo em relação ao corpo negro, normalmente considera-se o valor de 0,5 ou 0,6.

De acordo com a época sazonal, as temperaturas ambientes em Portugal são estabelecidas da seguinte forma:

- Meses de Verão - 30 a $35^\circ C$, prevendo-se para casos limite os $40^\circ C$;
- Meses de Inverno - 0 a $15^\circ C$;
- Meses de Primavera e Outono - 20 a $25^\circ C$.

O valor da resistência elétrica do cabo, de acordo com a sua temperatura real pode ser obtida por :

$$R = R_{ref} * [1 + \alpha_T (T_c - T_{ref})] \quad (6.3)$$

Sendo :

- R - Resistência linear do cabo à temperatura T_c [$\Omega.m^{-1}$];
- R_{ref} - Resistência linear do cabo à temperatura de referência ;
- α_T - Coeficiente de temperatura do cabo ;
- T_c - Temperatura real cabo [$^{\circ}C$] ;
- T_{ref} - Temperatura de referência do cabo [$^{\circ}C$] .

De forma a calcular a temperatura real do cabo, deve-se resolver a equação (6.2) em ordem a T_c . Para isso, foi construída uma ferramenta em *Excel*, mostrada na figura (6.7), onde se introduz as características do cabo em estudo e as condições ambientais envolventes. Assim, através de uma análise de hipóteses, tendendo-se a função objetivo para zero, com uma alteração da variável referente à temperatura do cabo, consegue-se obter o seu valor. Na figura está demonstrado o cálculo da temperatura do cabo, para o cabo ACSR, com uma temperatura ambiente de $40^{\circ}C$.

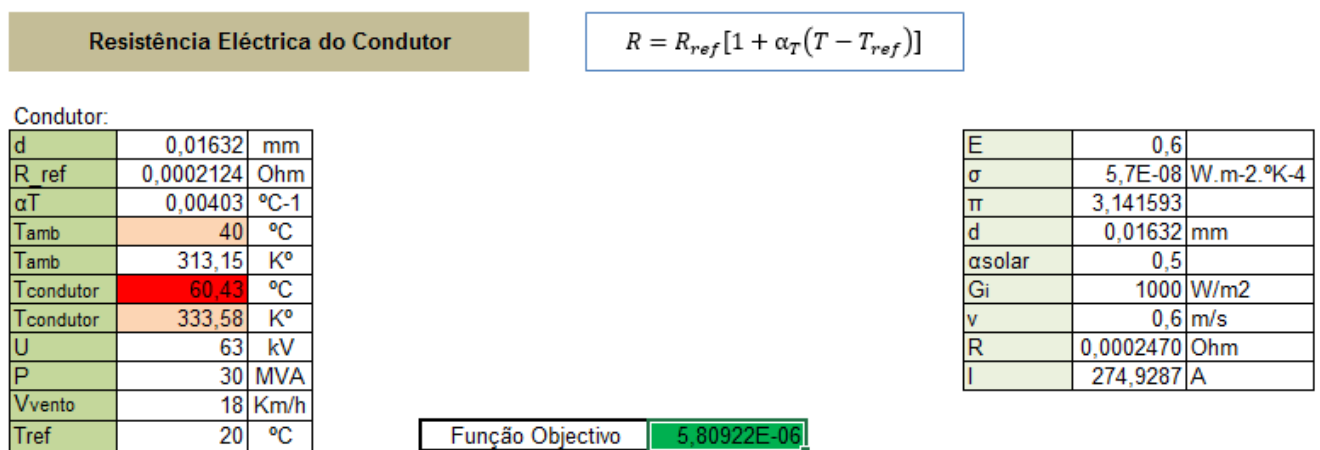


Figura 6.7: Ferramenta para o cálculo da equação de equilíbrio de Kuipers-Brown.

Este cálculo não foi demonstrado na primeira parte do estudo, uma vez que, já se tinha conhecimento a priori que o cabo ACSR escolhido, para uma dada capacidade de transporte e perante condições ambientais adversas, não ultrapassava os $80^{\circ}C$. Com a introdução dos novos condutores com núcleo compósito, a temperatura de $80^{\circ}C$ pode ser facilmente ultrapassada, sem qualquer repercussão para o sistema e o conhecimento do seu valor demonstrou-se uma mais-valia, na medida em que torna possível, uma melhor avaliação da corrente que transita num dado momento.

A ferramenta mostrada na figura (6.7) foi utilizada para determinar as várias temperaturas dos condutores ao longo do ano, sendo aplicada no capítulo (7) no caso de estudo.

Capítulo 7

Caso de Estudo - Aplicação dos Cabos com Núcleo Compósito

7.1 Objetivo

A linha dimensionada, na primeira parte da dissertação tem uma capacidade máxima de transporte de 30 MVA, usando uma solução condutora de alumínio-aço 160 mm².

Contudo, se futuramente por necessidades elétricas da região se pretender aumentar a capacidade de transporte da linha, poder-se-á recorrer a diversas soluções, tais como:

- Conversão de uma linha simples em dupla ;
- Aumento das secções dos cabos ACSR ;
- Uso de uma solução de condutores de alta temperatura.

Não obstante, como o objetivo proposto seria não se alterar a configuração estrutural do sistema, procedeu-se à remodelação da linha, com uma total substituição dos cabos ACSR, por uma das soluções condutoras com núcleo composto e indicou-se aquela que oferece melhores garantias térmicas, elétricas e mecânicas.

Estas soluções tornam-se vantajosas, na medida em que permitem o funcionamento a altas temperaturas e apresentam materiais de pouca expansão térmica, possibilitando assim o aumento no transporte de energia e a redução nas flechas das linhas.

No entanto, para haver o cumprimento dos requisitos pretendidos, foi necessário usar cabos com diâmetro e peso aproximado aos cabos anteriormente colocados, de forma a não por em causa a estrutura do sistema.

Relativamente às secções, o cabo ACCR utiliza um formato circular, apresentando um secção semelhante à do cabo ACSR. Já no cabo ACCC, os filamentos de alumínio têm formato trapezoidal, permitindo preencher a maior parte da área da secção transversal disponível. Esta constituição leva a um aumento da secção de alumínio, mas, por análises efetuadas anteriormente, conclui-se

que um aumento até 80 mm² não traz problemas aos apoios. Porém para valores superiores a estes, pode resultar tracções elevadas sobre o eixo transversal, nos apoios em ângulo.

Assim sendo, começou-se por seleccionar o cabo mais adequado para cada situação, verificando se todos os requisitos mecânicos, térmicos e eléctricos são cumpridos. Posteriormente, fez-se uma comparação entre as duas soluções utilizadas e seleccionou-se a mais adequada para o estudo.

7.2 Características da Linha

A linha onde será feito o *uprating* prevê um aumento de transporte de potência de 30 para 80 MVA, sob a forma de corrente alternada trifásica, com a frequência de 50 Hz e à tensão de 63 kV. O valor de temperatura máxima que a linha pode suportar é de cerca de 200°C, não sendo conveniente ultrapassar os 180°C por razões de segurança.

Perante estas novas condições, alterou-se o troço subterrâneo, tendo o usado o cabo LXHIOLE de 1000mm².

7.2.1 Escolha do Cabo ACCC

O resultado da escolha do cabo ACCC deveu-se, inicialmente, a uma comparação realizada entre dois tipos possíveis para este caso. Assim, escolheram-se os cabos *Helsinki* e *Rovinj* da *CTC Global* e determinou-se aquele que mais se adequa à linha em questão.

Comparativamente ao cabo ACSR, o mais semelhante é o cabo *Helsinki*, uma vez que têm um peso e diâmetro semelhante e uma secção próxima, contudo superior à do cabo convencional. No entanto, o valor da sua resistência a altas temperaturas é elevado, podendo originar perdas elevadas na rede. Deste modo, optou-se por analisar também o cabo *Rovinj*, que apresenta uma secção superior, e diâmetro e peso semelhantes ao do cabo ACSR.

Na tabela (7.1) apresentam-se as características destes dois cabos:

De modo a permitir uma comparação mais clara, foi solicitado ao fabricante uma análise dos cabos em questão. Para isso, foi necessário enviar alguns dados da linha, como as plantas parcelares do projeto, o objetivo pretendido, a futura corrente de transporte e as condições ambientais do local, em termos dos coeficientes de emissividade e de absorção, altitude, temperatura ambiente média anual, velocidade do vento e manga de gelo.

A empresa enviou os resultados obtidos em relação a perdas, tensões mecânicas *everyday* e dimensões de flecha, para os dois tipos de cabos ACCC e para o cabo ACSR. Na figura (7.1) são apresentados os dados fornecidos pela empresa *CTC Global*.

Tabela 7.1: Características dos tipos de cabos ACCC: *Helsinki* e *Rovinj*.

Designação	Unidades	<i>Helsinki</i>	<i>Rovinj</i>
Secção total do cabo	(mm ²)	178,6	217,3
Secção do alumínio	(mm ²)	150,6	187,8
Diâmetro	(mm)	15,65	17,10
Peso próprio	(daN/m)	0,471	0,576
Módulo de Young abaixo do ponto de joelho	(daN/mm ²)	6650	6500
Módulo de Young acima do ponto de joelho	(daN/mm ²)	11230	11230
Tensão de rutura	(daN)	6890	7110
Coefficiente de dilatação abaixo do ponto de joelho	(°C ⁻¹)	0,0000174	0,0000183
Coefficiente de dilatação acima do ponto de joelho	(°C ⁻¹)	0,00000161	0,00000161
Resistência linear AC a 25 °C	(Ω/km)	0,1902	0,1520
Corrente AC a 180 °C	(A)	765	880

Technical Comparison							
ACSR 160mm2 vs ACCC Rovinj vs ACCC Helsinki							
Conductor Name		ACCC Rovinj		ACSR 160mm2		ACCC Helsinki	Notes
Area of Aluminum		mm2	187,8	157,9		150,6	Note1
Overall Diameter of Conductor		mm	17,112	16,321		15,646	
Mass of Conductor		kg/km	576	547		471	
Rated Tensile Strength of Conductor		kN	71,1	47,8		68,9	
DC resistance at 20°C		ohm/km	0,1487	0,1788		0,1862	
Conductors per Bundle			1	1		1	
Number of Circuits			1	1		1	
Conductor Temperature at 765 Amps		°C	112	135		155	
AC resistance at 765 Amps		ohm/km	0,19824	0,26203		0,28729	
First year Losses		MWH	7 083	-		10 265	
Sag and Tension Calculations							
		Sag	Tension	Sag	Tension	Sag	Tension
Ruling Span	m	150		150		150	
Extreme Weather (-10°C, Wind 900 Pa, Ice 900 kg/m3)	m - kN	4,84	28	5,09	28	4,95	28
Tension at every day condition (32°C, no wind)	m - kN	0,75	17	3,63	6	0,95	19
Note 1	Calculated Values are under the following assumptions: Wind Angel: 90 degrees, 50% Load Factor, and 150 meter ruling span.						

Note 1 Calculated Values are under the following assumptions: Wind Angle: 90 degrees, 50% Load Factor, and 150 meter ruling span.

ACCC Helsinki has 31% more losses than ACCC Oceanside. This Translates to \$16M over 30 years.

ACCC Rovinj reduces sag at least by 0.25 meters under extreme weather

Figura 7.1: Dados dos cabos ACCC fornecidos pelo fabricante.

Analisando a figura (7.1), verifica-se que, para um dado vão de 150 m da linha, o cabo *Rovinj* é aquele que proporciona garantias de flecha mais reduzidas, tanto em condições extremas de baixa temperatura, como em condições normais de funcionamento. Além disto, oferece menores perdas ao longo do ano, traduzindo-se em aproximadamente 31% de poupanças energéticas se usado o cabo *Rovinj* em vez do *Helsinki*.

Deste modo, optou-se por usar o cabo *ACCC Rovinj*, uma vez que é aquele que propicia melhores garantias térmicas, elétricas e mecânicas.

7.2.2 Escolha do Cabo ACCR

O cabo escolhido foi o ACCR *Ostrich* da 3M, tratando-se de um condutor com características idênticas ao cabo ACSR.

Na tabela seguinte são apresentadas as características desse cabo :

Tabela 7.2: Características do cabo ACCR *Ostrich*.

Designação	Unidades	Ostrich
Secção	(mm ²)	175
Secção do alumínio	(mm ²)	150
Diâmetro	(mm)	17,2
Peso próprio	(daN/m)	0,4914
Módulo de Young abaixo do ponto de Joelho	(daN/mm ²)	8400
Módulo de Young acima do ponto de Joelho	(daN/mm ²)	22700
Tensão de rutura	(daN)	5382,3
Coefficiente de dilatação abaixo do ponto de Joelho	(°C-1)	0,0000167
Coefficiente de dilatação acima do ponto de Joelho	(°C-1)	0,0000063
Resistência linear AC a 25 °C	(Ω/km)	0,1867
Corrente AC a 210 °C	(A)	864

7.3 Cálculo Térmico

Um dos primeiros passos para avaliar a viabilidade do *uprating* proposto, é a análise da temperatura do cabo, uma vez que é fundamental garantir que ambos os cabos selecionados suportam o crescimento de temperatura, que surge após o aumento da corrente. Do mesmo modo, para realizar o cálculo mecânico é necessário saber as máximas temperaturas existentes, de forma a analisar o pior caso possível a nível de flechas.

Nesta etapa são apresentados os cálculos térmicos para ambos os cabos. Para isso, recorreu-se à equação de *Kuipers Brown* apresentada em (6.2):

$$-C \frac{dT}{dt} - E \cdot \sigma \cdot \pi \cdot d \cdot (T_c^4 - T_A^4) + \alpha_{solar} \cdot G_i \cdot d - 8,55 \cdot (v \cdot d)^{0,448} \cdot (T_c - T_A) + R \cdot I^2 = 0$$

A intensidade de corrente nominal pretendida é a seguinte :

$$I = \frac{80 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 63 \cdot 10^3} = 733,14 \text{ [A]}$$

Seguidamente, utilizou-se a ferramenta construída em *Excel*, apresentada em (6.7), para calcular as várias temperaturas do cabo, de acordo com a variação da temperatura ao longo do ano. Na tabela (7.3) são apresentados os dados considerados para o cálculo térmico.

Tabela 7.3: Dados para o cálculo térmico.

Dados	ACCC	ACCR
Emissividade	0,5	0,5
Absorvidade solar	0,5	0,5
Energia radiante [W/m^2]	1000	1000
Velocidade do vento [m/s]	0,6	0,6
Coefficiente de Stefan-Boltzmann [$\text{W.m}^{-2}.\text{K}^{-4}$]	5,70E-08	5,70E-08
Diâmetro [m]	0,0171	0,0172
Temperatura ambiente [$^{\circ}\text{C}$]	0 a 40	0 a 40
Intensidade corrente [A]	733,14	733,14
Resistência 25 $^{\circ}\text{C}$ AC [Ω]	0,000152	0,0001867

Utilizando estes dados e variando a temperatura ambiente, obtém-se os valores da temperatura real do cabo e da resistência do cabo à temperatura do condutor. Os valores são apresentados na tabela (7.4):

Tabela 7.4: Temperaturas reais dos cabos.

T ambiente [$^{\circ}\text{C}$]	ACCC		ACCR	
	T condutor [$^{\circ}\text{C}$]	Resistência [Ω/km]	T condutor [$^{\circ}\text{C}$]	Resistência [Ω/km]
40	130,17	0,2164	153,2	0,2832
30	119,11	0,2096	142,11	0,2748
15	102,21	0,1993	125,1	0,262
0	84,93	0,1887	107,61	0,2489

Como se pode verificar, os cabos seleccionados não ultrapassam o seu limite de capacidade térmico, tornando viável a sua utilização para esta capacidade de transporte e para o ambiente envolvente.

Fazendo uma comparação entre ambos os cabos, concluiu-se que o cabo ACCC consegue operar a temperaturas mais reduzidas, para uma mesma intensidade de corrente nominal. Para uma temperatura ambiente de 15°C e intensidade de corrente de 733,14 A, o cabo ACCC opera a uma temperatura de $102,21^{\circ}\text{C}$, enquanto que o cabo ACCR atua a $125,1^{\circ}\text{C}$.

A principal vantagem do cabo ACCC é o facto de evidenciar resistências elétricas menores, quando opera nesses níveis de temperatura. Esta característica é determinante para uma preferência térmica deste cabo face ao ACCR.

7.4 Dimensionamento Apoios

O critério para o dimensionamento dos cabos com núcleo composto, foi o mesmo que foi utilizado para o cabo ACSR. Não são apresentadas explicações teóricas sobre o processo de cálculo, uma vez que já tinham sido demonstradas anteriormente. O anexo (H) apresenta uma tabela com o dimensionamento dos apoios usando estes tipos de cabos.

Analisando a tabela, pode-se concluir que ambos os cabos não colocam em causa os esforços dos apoios, mas existem certas observações a serem efetuadas.

O cabo ACCC usa um peso e diâmetro ligeiramente superior ao do cabo ACSR, não trazendo esforços suplementares aos apoios. A única diferença é o facto de usar uma secção maior, levando a esforços transversais nos apoios em ângulo superiores. Contudo, como os apoios da linha já estavam folgados, pelo facto de se tratar de uma zona com gelo, estes não ultrapassam o máximo exigido, não havendo necessidade de mudar o tipo de apoio.

Por outro lado, o cabo ACCR, possui um peso inferior e um diâmetro ligeiramente superior ao do cabo ACSR, traduzindo-se em pequenas diminuições no eixo vertical dos esforços. Quantos aos esforços longitudinais e transversais, estes são maiores que os verificados no cabo ACSR, visto que utilizam na sua constituição secções e diâmetros superiores.

Uma das conclusões que se pode retirar destes valores, é que na maioria dos cabos convencionais, o aumento da secção implica que o cabo seja mais pesado e tenha maior diâmetro, causando maiores esforços nos vários apoios da linha. Contudo, com a introdução destes cabos, é possível utilizar uma secção maior, sem acréscimos de pesos e diâmetros, garantido resultados mais satisfatórios nas flechas das linhas.

7.5 Cálculo Mecânico

Nesta secção são apresentados os cálculos mecânicos realizados para os dois tipos de cabos seleccionados, fazendo-se uma referência aos resultados obtidos anteriormente com o cabo ACSR para se ter uma ideia dos desvios obtidos.

Relativamente ao cabo de guarda, não se fez qualquer alteração no mesmo, não sendo necessário realizar os seus cálculos mecânicos novamente, uma vez que são iguais aos obtidos no caso anterior.

7.5.1 Tensões Mecânicas Máximas

Numa primeira fase, calculou-se o valor das tensões máximas admissíveis de cada cabo:

Cabo ACCR:

$$t_{max} = \frac{5382,3}{175 * 2,5} = 12,30 \text{ [daN/mm}^2\text{]}$$

Cabo ACCC:

$$t_{max} = \frac{7110}{217,3 * 2,5} = 13,09 \text{ [daN/mm}^2\text{]}$$

Comparando estes valores, com os obtidos com o cabo ACSR, conclui-se que ambos apresentam um valor semelhante ao do cabo ACSR, logo oferecem uma eficaz tensão de rotura. A única diferença reside no facto de ser o núcleo que contribui para a maioria da tensão de rutura, tendo este um valor muito superior quando comparado com os cabos convencionais.

A escolha da tensão mecânica máxima de serviço a aplicar nos vãos da linha foi igual ao utilizado no projeto inicial.

7.5.2 Ação dos Agentes Atmosféricos Sobre as Linhas Aéreas

Quanto à ação dos agentes atmosféricos, as condições externas são iguais, considerando as mesmas dimensões do gelo pelos diversos apoios.

Nos seguintes cálculos encontram-se calculados a força do vento para os estado de Inverno (1) e Primavera (2) para uma altitude entre 1100 e 1300m, equivalendo a uma espessura de gelo de 14 mm.

Cabo ACCR

- Força do vento no Estado de Inverno (1):

$$F_{v1} = 0,6 * 1 * 36 * (0,01720 + 2 * 0,014) = 0,976 \text{ [daN/m]}$$

- Força do vento no Estado de Primavera (2) :

$$F_{v2} = 0,6 * 1 * 90 * 0,01720 = 0,928 \text{ [daN/m]}$$

Cabo ACCC

- Força do vento Estado de Inverno (1):

$$F_{v1} = 0,6 * 1 * 36 * (0,0171 + 2 * 0,014) = 0,974 \text{ [daN/m]}$$

- Força do vento Estado de Primavera (2) :

$$F_{v2} = 0,6 * 1 * 90 * 0,0171 = 0,923 \text{ [daN/m]}$$

A força do vento é ligeiramente superior nos cabos ACCC e ACCR, pois o diâmetro de ambos os cabos é maior.

7.5.3 Coeficiente de Sobrecarga

Os coeficiente de sobrecarga de cada estado atmosférico, para uma altitude entre 1100 e 1300 m são:

Cabo ACCR:

- Coeficiente de sobrecarga (m_1) para o estado de Inverno :

$$m_1 = \sqrt{\frac{\{0,491 + 900 * \frac{\pi}{4} * [(0,0172 + 2 * 0,014)^2 - 0,0172^2]\}^2 + 0,976^2}{0,491}} = 4,036$$

- Coeficiente de sobrecarga (m_2) para o estado de Primavera:

$$m_2 = \sqrt{\frac{0,491^2 + 0,928^2}{0,491}} = 2,138$$

Cabo ACCC:

- Coeficiente de sobrecarga (m_1) para o estado de Inverno :

$$m_1 = \sqrt{\frac{\{0,567 + 900 * \frac{\pi}{4} * [(0,0171 + 2 * 0,014)^2 - 0,0171^2]\}^2 + 0,974^2}{0,567}} = 3,604$$

- Coeficiente de sobrecarga (m_2) para o estado de Primavera:

$$m_2 = \sqrt{\frac{0,567^2 + 0,923^2}{0,567}} = 1,910$$

7.5.4 Determinação do Estado Mais Desfavorável

Para qualquer espessura de gelo, o estado atmosférico mais controverso é o Inverno, assumindo o vão crítico um valor imaginário, como se pode comprovar pelo seguinte cálculo, que se refere a um caso onde a espessura do gelo é de 14 mm , para um vão central da linha.

Cabo ACCR:

$$L_{cr} = \frac{175 * 8}{0,491} * \sqrt{\frac{24 * 1,67 * 10^{-5} * (15 - (-10))}{2,138^2 - 4,036^2}} = L_{cr} \text{imaginario}$$

Cabo ACCC:

$$L_{cr} = \frac{217,3 * 8}{0,567} * \sqrt{\frac{24 * 1,83 * 10^{-5} * (15 - (-10))}{1,910^2 - 3,604^2}} = L_{cr} \text{imaginario}$$

7.5.5 Parâmetro da Catenária e Flecha Máxima

Após determinado o estado mais adverso, é possível obter a tensão mecânica em cada um dos estados de temperatura pretendido, e consoante o seu valor, calcular a flecha máxima que os cabos exibirão. Como estes cabos não apresentam um comportamento linear face ao aumento de temperatura, é necessário proceder ao cálculo faseado da tensão de montagem. Até à sua temperatura de Joelho, o alumínio e o núcleo conferem suporte mecânico ao cabo, após o Joelho apenas o núcleo concede suporte mecânico.

A temperatura de funcionamento prevista em ambos os cabos será inferior a 180°C , como demonstrado em (7.3), contudo analisou-se o comportamento da flecha para valores com esta temperatura máxima, de modo a averiguar o pior caso possível.

A definição das temperaturas de Joelho dos vários cabos é uma tarefa difícil, necessitando de um ensaio flecha/tensão vs temperatura. Posto isso, através de contactos com os fabricantes, estes informaram que o ponto de Joelho do cabo ACCC ocorre a 50°C e o do cabo ACCR ocorre a 70°C . Não obstante, conforme explicado na secção (6.5), os valores do ponto de Joelho podem variar com o tipo de condutor, comprimento do vão e idade do condutor. Deste modo, considerou-se para efeitos de cálculo que a temperatura de Joelho de cada cabo varia ao longo da extensão da linha.

Assim, para os cantões que tenham vãos superiores a 200 m, subiu-se o valor do ponto de Joelho para 70°C no cabo ACCC e para 80°C no cabo ACCR. Nos outros cantões, utilizou-se o valor de referência dos fabricantes.

7.5.5.1 Caso 1 - Pontos de Joelho Incrementados

Escolheu-se o cantão de regulação 7 para demonstrar o cálculo da flecha máxima. Este conta com vãos superiores a 200 m, logo utilizam-se os valores incrementados do ponto de Joelho.

$$L_{eq} = \sqrt{\frac{250^3 + 240^3 + 240^3 + 150^3}{250 + 240 + 240 + 150}} = 230,237 \text{ [m]}$$

Cabo ACCR:

Zona pré-ponto de Joelho

$$\begin{aligned} & -10 + \frac{8}{1,67 * 10^{-5} * 8400} - \frac{4,036^2 * 0,491^2 * 230,237^2}{24 * 1,67 * 10^{-5} * 175^2 * 8^2} \\ & = 80 + \frac{t_i}{1,67 * 10^{-5} * 8400} - \frac{1^2 * 0,491^2 * 230,237^2}{24 * 1,67 * 10^{-5} * 175^2 * t_i^2} \\ & \Leftrightarrow t_i = 1,829 \text{ [daN/mm}^2\text{]} \end{aligned}$$

Zona pós ponto de Joelho

$$\begin{aligned}
& 80 + \frac{1,829}{6,3 * 10^{-6} * 22700} - \frac{1^2 * 0,491^2 * 230,237^2}{24 * 6,3 * 10^{-6} * 175^2 * 1,829^2} \\
& = 180 + \frac{t_i}{6,3 * 10^{-6} * 22700} - \frac{1^2 * 0,491^2 * 230,237^2}{24 * 6,3 * 10^{-6} * 175^2 * t_i^2} \\
& \Leftrightarrow t_i = 1,728 \text{ [daN/mm}^2\text{]}
\end{aligned}$$

O parâmetro da catenária associado ao cantão é:

$$P(180^\circ C) = \frac{1,728 * 175}{0,491} = 615,673 \text{ [m]}$$

A flecha máxima do vão entre o apoio 16 e 17 pertencente ao cantão em questão é:

$$F(180^\circ C) = \frac{1 * 0,491 * 250 * 250,84}{8 * 175 * 1,728} = 12,74 \text{ [m]}$$

Cabo ACCC:

Zona pré-ponto de joelho

$$\begin{aligned}
& -10 + \frac{8}{1,83 * 10^{-5} * 6500} - \frac{3,604^2 * 0,567^2 * 230,237^2}{24 * 1,83 * 10^{-5} * 217,3^2 * 8^2} \\
& = 70 + \frac{t_i}{1,83 * 10^{-5} * 6500} - \frac{1^2 * 0,567^2 * 230,237^2}{24 * 1,83 * 10^{-5} * 217,3^2 * t_i^2} \\
& \Leftrightarrow t_i = 2,043 \text{ [daN/mm}^2\text{]}
\end{aligned}$$

Zona pós ponto de joelho

$$\begin{aligned}
& 70 + \frac{2,043}{1,61 * 10^{-6} * 11230} - \frac{1^2 * 0,567^2 * 230,237^2}{24 * 1,61 * 10^{-6} * 217,3^2 * 2,043^2} \\
& = 180 + \frac{t_i}{1,61 * 10^{-6} * 11230} - \frac{1^2 * 0,567^2 * 230,237^2}{24 * 1,61 * 10^{-6} * 217,3^2 * t_i^2} \\
& \Leftrightarrow t_i = 1,996 \text{ [daN/mm}^2\text{]}
\end{aligned}$$

O parâmetro da catenária associado ao cantão é:

$$P(180^\circ C) = \frac{1,996 * 217,3}{0,567} = 764,596 \text{ [m]}$$

A flecha máxima do vão entre o apoio 16 e 17 pertencente ao cantão em questão é:

$$F(180^{\circ}\text{C}) = \frac{1 * 0,567 * 250 * 250,84}{8 * 217,3 * 764,596} = 10,41 \text{ [m]}$$

O gráfico da figura (7.2) mostra o modo de variação da flecha ao longo do aumento da temperatura para o vão 16-17 do cantão de regulação 7.

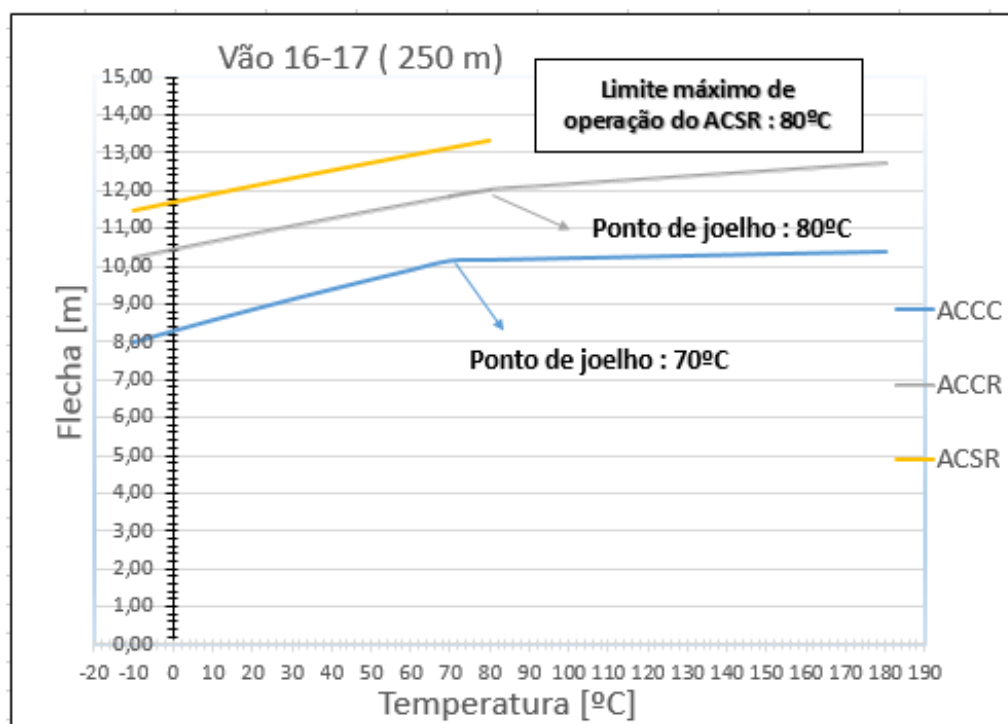


Figura 7.2: Variação da flecha com o aumento da temperatura no vão 16-17.

Com estes procedimentos conclui-se que ambas as soluções com núcleo compósito conseguem baixar o valor da flecha neste vão, mesmo prevendo o seu comportamento para uma temperatura de 180°C.

A diferença é mais visível no cabo ACCC, uma vez que a temperatura de Joelho ocorre a 70°C, sendo que, a partir desse ponto apenas o núcleo sustenta o comportamento mecânico do cabo. Assim, o seu comportamento térmico é dependente do baixo coeficiente de expansão do núcleo, levando a diminuições consideráveis da flecha.

No entanto, as diferenças verificadas de flechas entre o cabo ACCR e ACSR são pouco significativas. Apesar de se ter conseguido diminuir ligeiramente as flechas, o desvio não foi tão notório como o verificado no cabo ACCC. As razões para tal, prendem-se com o facto de a temperatura de Joelho do cabo ACCR ocorrer por volta dos 80°C, e, acima deste valor o coeficiente de expansão não ser tão baixo como o do cabo ACCC.

A secção dos cabos é outra das razões que levam à diminuição das flechas. Analisando a fórmula de cálculo das flechas desniveladas, conclui-se que o aumento da secção do cabo leva a uma redução das flechas, partindo do princípio que se mantém o peso próprio do cabo. Para esta

situação, como o cabo ACCC ($217,3 \text{ mm}^2$) tem uma secção superior à secção do cabo ACCR (175 mm^2) e o peso entre ambos é relativamente idêntico, as flechas são necessariamente inferiores.

Na figura (7.3) são mostrados os valores das flechas obtidas no cantão 7 de cada vão, para cada um dos cabos . A flecha máxima do cabo ACSR é para uma temperatura de 80°C , enquanto para os outros cabos é de 180°C .

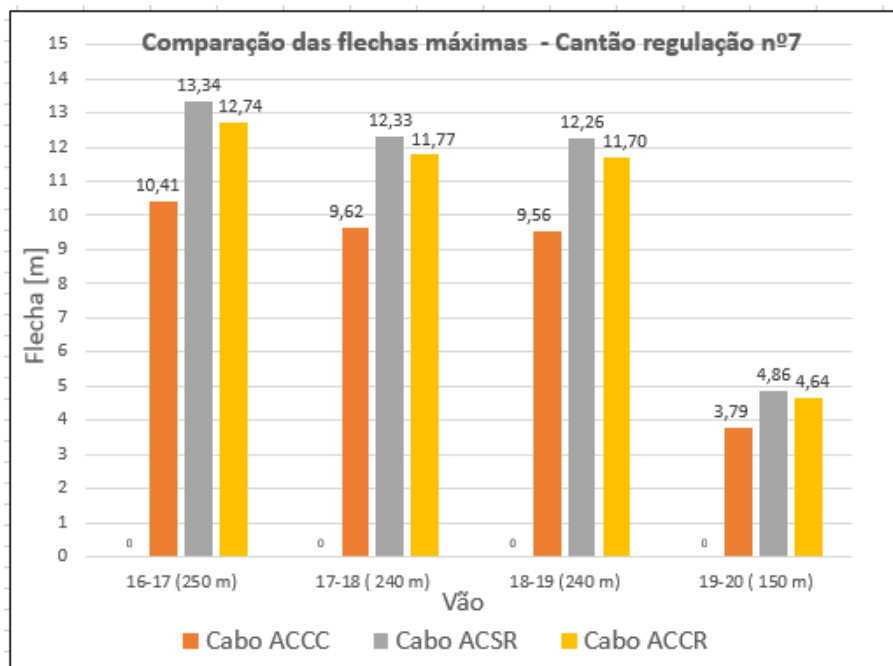


Figura 7.3: Comparação das flechas máximas dos cabos no cantão 7.

Como se pode comprovar pela análise do gráfico (7.3), ambas as soluções com núcleo composto conseguem baixar o valor das flechas em cada um dos vãos deste cantão.

Fazendo-se uma comparação entre a flecha máxima do ACSR a 80°C e a do ACCC a 180°C , no vão máximo deste cantão, de 250 m, consegue-se reduzir cerca de 2,93 m . Relativamente ao uso do cabo ACCR, consegue-se diminuir a flecha em 0,6 m .

Nos restantes vãos, as flechas continuam a ser mais reduzidas no cabo ACCC do que no cabo ACCR, mas sempre inferiores à do cabo ACSR. Contudo, as variações das flechas de ambos os cabos descem no vão 19-20 , uma vez que, este tem um menor comprimento que os restantes. De notar que este vão, apesar de medir 150 m, usou-se valores incrementados no ponto de Joelho, visto que pertence a um cantão, onde a maioria dos vãos é superior a 200 m, e na altura da montagem, a tração aplicada tem de ser igual para todos os vãos deste cantão.

7.5.5.2 Caso 2 - Pontos de Joelho do Fabricante

Escolheu-se o cantão de regulação 5 para demonstrar o cálculo da flecha máxima. Este conta com vãos inferiores a 200m, logo utilizam-se os valores de Joelho fornecidos pelos fabricantes.

$$L_{eq} = \sqrt{\frac{161^3 + 161^3 + 150^3}{161 + 161 + 150}} = 157,587 \text{ [m]}$$

Não se demonstraram os resultados como no caso 1, uma vez que a mudança da temperatura de Joelho é a única diferença na equação dos estados.

O gráfico da figura (7.4) mostra o modo de variação da flecha ao longo do aumento da temperatura para o vão 10-11 do cantão de regulação nº5.

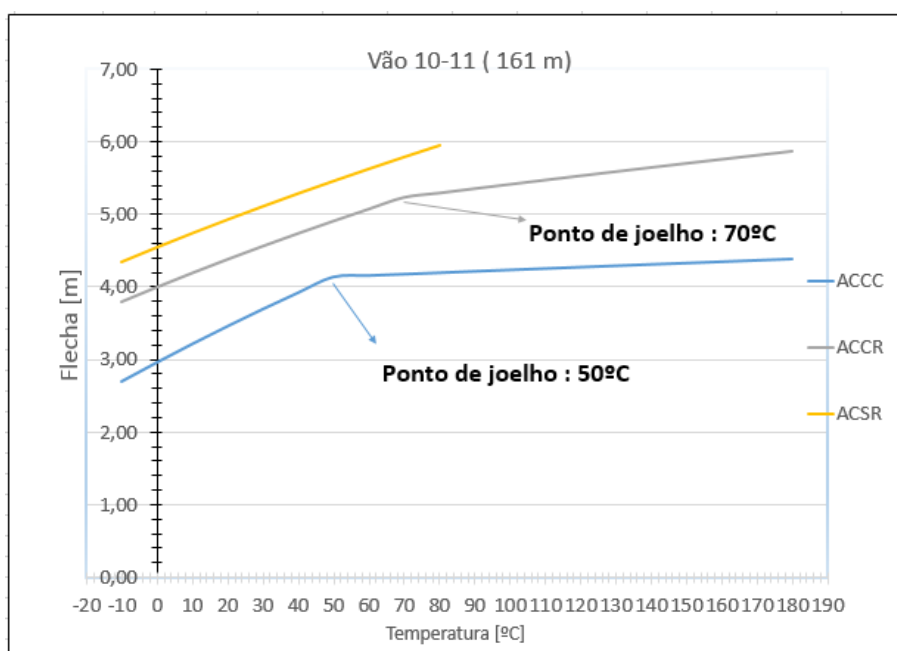


Figura 7.4: Variação da flecha com o aumento da temperatura no vão 10-11.

Pode-se observar pela figura (7.4) que as temperaturas de Joelho ocorrem para 50°C e 70°C e a partir desse ponto o incremento de flecha é bastante reduzido.

Outra das observações é o facto da flecha do cabo ACCR, para temperaturas muito elevadas, se aproximar bastante da obtida com o cabo ACSR. No entanto, para este caso obtiveram-se resultados satisfatórios, sendo que as flechas dos cabos com núcleo compósito se apresentaram sempre inferiores às do cabo ACSR, permitindo assim garantir que as distâncias mínimas ao solo fossem cumpridas.

À semelhança do cantão nº7, o cabo ACCC é aquele que oferece melhores resultados, com reduções de flecha apreciáveis.

7.5.5.3 Caso 3 - Apoio 37

No projeto inicial, o apoio 37 era o ponto mais crítico do dimensionamento, uma vez que existia um cruzamento próximo com uma linha de Alta Tensão existente, e, o seu último condutor

estava a 7,6 m do solo. Por isso, analisou-se o comportamento da flecha no vão 36-37, de 85 m do cantão nº 14, apresentando-se o seguinte gráfico.

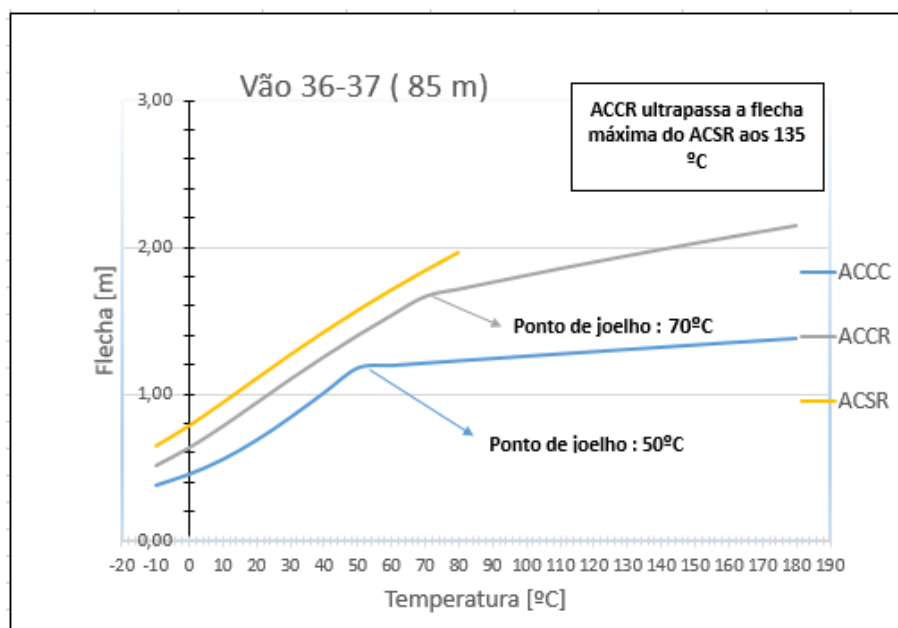


Figura 7.5: Variação da flecha com o aumento da temperatura no vão 36-37.

Analisando de forma pormenorizada a figura (7.5), repara-se que a partir dos 135 °C, as flechas no cabo ACCR excedem as do ACSR. Porém, como explicado anteriormente, o dimensionamento fez-se para temperaturas que nunca vão atingir o cabo, por isso, não se considera um resultado negativista.

De qualquer forma, o cabo que oferece melhores condições a nível mecânico é, novamente, o cabo ACCC.

7.5.5.4 Valores Finais de Flecha

No anexo (I) podem ser consultados os valores das flechas para todos os vãos da linha. Há também referência da flecha máxima obtida com o cabo ACSR, de modo a facilitar a constatação dos desvios obtidos com a possível introdução de cada um dos cabos.

7.6 Cálculo Elétrico

Como afirmado anteriormente, este cálculo possibilita a determinação das perdas de Joule e das quedas de tensão que acontecem na linha. Como não se alterou nenhum apoio da linha, os valores da reactância elétrica mantiveram-se, não sendo por isso necessário efetuar os cálculos novamente.

Na tabela (7.5) são apresentados os valores do cálculo elétrico dos cabos com núcleo composto. Também se mostram os resultados obtidos anteriormente com o cabo ACSR, de forma a

permitir uma comparação mais clara. Evidencia-se que para o cálculo da resistência total foi usada a temperatura real do cabo, exceto no cabo ACSR onde se utilizou diretamente o seu valor a 20°C, apesar de na informação da tabela (7.5) aparecer a sua temperatura real a 32,95°C.

Tabela 7.5: Dados do cálculo elétrico dos cabos.

Resultados	ACCC	ACCR	ACSR
Tensão [V]	63000	63000	63000
Potencia Aparente [VA]	80000000	80000000	30000000
Fator de Potência	0,9	0,9	0,9
Intensidade de Corrente [A]	733,14	733,14	274,93
Densidade de Corrente [A/mm²]	3,37	4,19	1,74
Temperatura cabo [°C]	102,21	125,10	32,95
Temperatura ambiente [°C]	15,00	15,00	15,00
Resistência linear cabo condutor [Ω/km]	0,199	0,262	0,212
Resistência linear cabo subterrâneo [Ω/km]	0,140	0,140	0,078
Resistência Total [Ω]	1,630	2,128	1,727
Reactância Total [Ω]	3,223	3,223	3,223
Queda de Tensão [V]	3647,19	4214,69	1414,18
Perdas de Joule [MW]	2,63	3,43	0,39

Analisando a tabela (7.5), constata-se, que tanto as perdas de Joule, como as quedas de tensão na linha, aumentaram com a possível colocação destes cabos. Esta situação era previsível na medida em que estas características são dependentes da intensidade de corrente, e como esta aumenta, as perdas e as quedas de tensão apresentam-se superiores. Contudo, não se deve assumir estes valores obtidos como malévolos, uma vez que, se a comparação tivesse sido feita, com as mesmas condições de exploração e de carga, estes cabos trariam obviamente resultados satisfatórios.

De forma a escolher o cabo com melhor desempenho elétrico, é preciso comparar as perdas de Joule e as quedas de tensão nos cabos. Para facilitar a análise, são apresentadas as figuras (7.6) e (7.7) com essa informação, em valores percentuais.

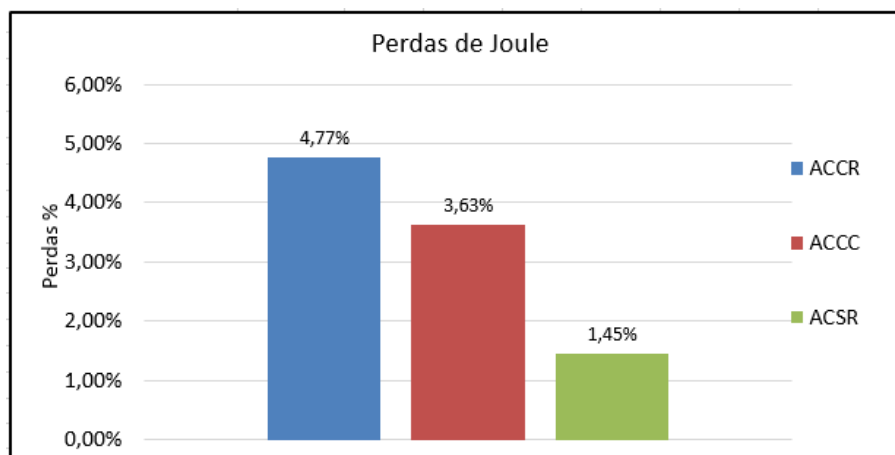


Figura 7.6: Percentagem das perdas de potência na linha.

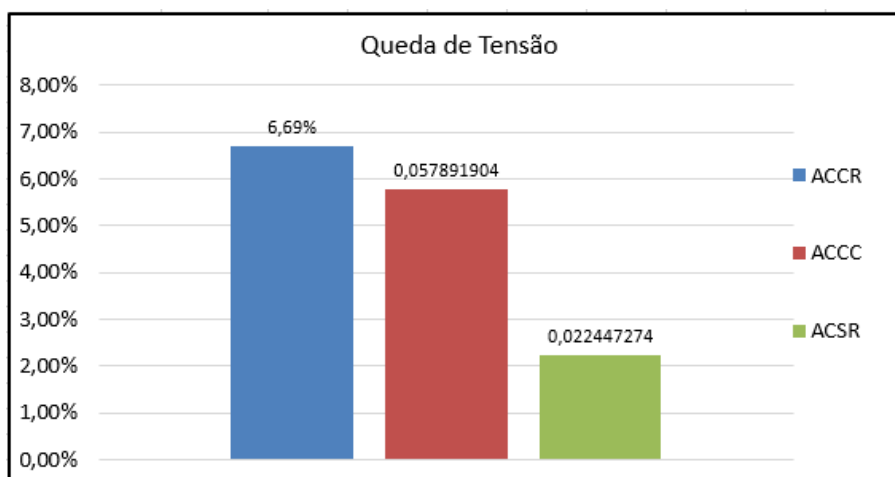


Figura 7.7: Quedas de tensão na linha.

O cabo ACCC é o que apresenta melhores características elétricas, devido ao facto de a resistência linear ser menor que a do cabo ACCR. Isto acontece, visto que usa na sua constituição, uma coroa com formato trapezoidal, que possibilita uma maior incorporação de alumínio, conduzindo a aumentos ao nível da condutividade e reduções ao nível da resistência. Não obstante, o cabo ACCR tem um formato circular, existindo uma separação entre os fios, que leva a uma menor quantidade de alumínio na sua composição.

As quedas de tensão na linha para todos os cabos com núcleo composto têm um valor aceitável, pois não são superiores a 10% da tensão nominal. Os valores de queda de tensão são inferiores no cabo ACCC, pela mesma razão apresentada anteriormente da sua resistência linear a altas temperaturas ser inferior à do cabo ACCR.

7.7 **Análise Final - Escolha do Cabo**

Ao longo das demonstrações apresentadas sobre o cálculo térmico, mecânico e elétrico, realizou-se sempre uma comparação entre as duas tecnologias de núcleo compósito e indicou-se aquela que conduzia a resultados mais satisfatórios. Nesta secção apresenta-se uma análise final sobre o cabo que melhor se adequa a esta linha.

O objetivo principal deste uprating é aumentar a capacidade de transporte da linha, sem qualquer alteração da estrutura e sem aumentos ao nível da flecha. Por isso, ambos os cabos conseguem satisfazer esse critério, sem trazer condicionantes para o sistema, tendo apenas existido um aumento da flecha do cabo ACCR no vãos 36-37 de 19 cm e nos vãos 20-21, 21-22, 41-42 na ordem dos 1 e 5 cm. Contudo, para além de estes aumentos serem reduzidos, o seu comportamento é previsto para uma temperatura de 180°C, que nunca se vai verificar, como verificado nos cálculos térmicos.

Porém, deve-se sempre atender a fatores de índole económico, e, neste caso, as perdas e as quedas de tensão assumem um papel crucial na determinação do cabo mais favorável.

Pelos resultados apresentados, facilmente se conclui que o cabo ACCC é a melhor solução a adotar para esta situação. Este cabo consegue operar a uma temperatura inferior, possui flechas consideravelmente menores que os cabos ACSR e ACCR e apresenta menos perdas e quedas de tensões comparativamente ao cabo ACCR. Isto acontece, visto que usa na sua constituição um tipo de alumínio recozido 1350-H19 em formato trapezoidal, que proporciona um aumento da condutividade do cabo e a uma redução da resistência elétrica, ao contrário do cabo ACCR, que é constituído por uma liga de alumínio e zircónio em formato circular.

Contudo, nos casos onde o ambiente envolvente é bastante adverso, caracterizado pela formação de grandes camadas de gelo e existência de ventos fortes e intensos, o cabo ACCR é preferido face ao ACCC. Pelo histórico observado do funcionamento dos cabos nos vários países do mundo, constata-se que os cabos ACCR são aplicados em qualquer local, não sofrendo mudanças nas suas características com o passar dos anos e oferecendo elevados níveis de fiabilidade ao sistema elétrico.

Por isso, deve-se analisar os prós e os contras de cada um dos cabos, e verificar para cada situação, qual o cabo que mais se adequa para o local em questão. Como estamos perante uma zona onde os níveis de gelo e de vento não são muito elevados, assume-se uma preferência sobre o cabo ACCC.

Além disto, outro fator importante, não referido ainda, é o facto do preço do cabo ACCR ser 2 vezes mais caro que o cabo ACCC. No limite, a melhor solução será sempre obtida por uma análise de evolução de carga ou de produção que implique maior capacidade de transporte da rede, colmatada com o estudo de viabilidade económica, analisando, conforme mencionado, os ganhos nas perdas, nas quedas de tensão e na possível reconstrução da rede, como a implementação de novos apoios, pagamentos de indemnizações de instalação de novos postes, novos licenciamentos e taxas associadas.

Capítulo 8

Conclusões e Trabalhos Futuros

8.1 Conclusões

Este trabalho foi realizado com base nos regulamentos disponibilizados pela EDP-Distribuição, sendo dividido por duas partes: a primeira consistiu na realização de um projeto de linha aérea de alta tensão e a segunda parte averigua a viabilidade técnica de implementação de condutores de alta temperatura, na linha projetada na primeira parte.

O projeto de uma linha aérea de alta tensão é constituído por diversas fases, desde a sua projeção até a sua implementação no terreno, passando obrigatoriamente por etapas, como o cálculo mecânico, elétrico e térmico, considerando sempre vertentes ambientais e económicas. Além disso, exige-se que este exerça a sua função com elevada fiabilidade e segurança para as pessoas.

Na primeira parte da dissertação realizou-se o projeto de uma nova linha aérea para a região de Viseu. De forma a ganhar sensibilidade com os conceitos associados com os projetos desta envergadura e por indicação da empresa, realizou-se todo o dimensionamento recorrendo a programas desenvolvidos no Excel. Isto possibilitou uma maior consolidação de todas grandezas mecânicas e elétricas envolvidas no projeto e evitou-se assim, partir logo do software de cálculo específico, existente na EDP, utilizado para nos projetos de linhas.

Assim, após fornecido o levantamento topográfico do local, efetuou-se o desenho manual do projeto, com recurso aos acrílicos que continham os parâmetros das catenárias, que eram determinados para condições de flecha máxima. Nesta fase, uma das principais dificuldades foi o sucessivo redesenho da linha, uma vez que, qualquer incumprimento das distâncias mínimas de segurança estabelecidas pelo RSLEAT, levava a uma alteração profunda do perfil da linha. Esta situação agravou-se no dimensionamento dos apoios, no cálculo dos desvios transversais das cadeias de isoladores em suspensão e nos ângulos das fixações.

A topografia do terreno desempenhou um papel fulcral no estabelecimento físico do projeto, na medida em que o terreno encontrado era irregular e montanhoso, com subidas e descidas acentuadas. Aliado a este fator, a possibilidade de manga de gelo e a existência de linhas aéreas já existentes, condicionaram o trajeto da linha, a altura e os esforços dos apoios e as distâncias mínimas de segurança.

Relativamente ao cálculo mecânico, pode-se afirmar que é uma etapa crítica para a implementação da linha, visto que, sem a sua avaliação, não se consegue garantir a estabilidade do sistema e a futura colocação das infraestruturas. No mesmo patamar, encontra-se o cálculo elétrico dos condutores, que torna-se essencial para o conhecimento de todas as características elétricas do sistema, no que diz respeito a intensidades de correntes, perdas e quedas de tensão. Por último, o conhecimento da temperatura real dos condutores é outro dos fatores com especial importância, sendo que o meio envolvente faz variar muito as condições do condutor.

Após verificar que tudo estava em conformidade com as normas e regulamento, procedeu-se à validação da linha, com recurso ao programa de cálculo automático existente na EDP-Distribuição. Os resultados obtidos revelaram uma concordância com os gerados pelo "CLINHAS", o que demonstra a eficácia das aproximações utilizadas, principalmente a curva parabólica usada na geometria dos condutores. Assim, conseguiu-se obter fechas com um máximo de 3 cm de diferença e valores muito próximos no dimensionamento dos postes, o que revela a exatidão do método utilizado e a proximidade entre resultados.

Deste modo, justificou-se de forma detalhada todas as soluções adotadas no cálculo mecânico, elétrico, distâncias de segurança, acessórios e equipamento. Esta informação foi apresentada em forma de uma memória descritiva e justificativa do projeto, sendo possível, encontrar nela, toda a informação necessária à implantação da linha, no local designado.

A segunda parte do projeto consistiu em avaliar a colocação de condutores com núcleo compósito na linha construída. Através das análises efetuadas, constatou-se que estes novos condutores conseguem aumentar a capacidade de transporte da linha, dispensando a substituição das estruturas de suporte.

Na comparação dos cálculos mecânicos, entre o cabo ACCC e o cabo convencional ACSR verificou-se que, mesmo a prever o comportamento da flecha até 180°C , que as flechas criadas pelo cabo ACCC são sempre inferiores, chegando a haver casos onde existe ganhos acentuados de redução de flecha. Nos cabo ACCR, os ganhos são mais reduzidos, existindo mesmo casos onde as flechas são mais elevadas, não se considerando alarmante na medida em que o seu cálculo foi feito para temperaturas que não ocorrem.

Esta abordagem sobredimensionada da linha possibilitou o uso de um critério crítico de avaliação, levando a resultados de flechas maiores do que aqueles que podem acontecer. Deste modo, garante-se que as distâncias de segurança sejam respeitadas.

Convém também referir, que os fabricantes destes cabos, utilizam um modelo de previsão dos comportamentos dos condutores diferente do usado pela EDP-Distribuição. Deste modo, foi solicitada uma análise da linha em questão e ambos referiram que, com a seleção dos cabos utilizados conseguiam-se resultados satisfatórios. O seu modelo de planeamento consiste em tratar os condutores como molas com comportamento variável, tratando de forma separada o comportamento do núcleo compósito e do alumínio.

Nesta investigação, utilizou-se o modelo normalizado pela EDP-Distribuição, mais precisamente a equação de estados, que relaciona a tensão mecânica dos condutores num dado estado

atmosférico. O comportamento térmico e elástico é feito admitindo o condutor como completo, sendo que após o Joelho apenas o núcleo contribui para o suporte mecânico do cabo.

No panorama da distribuição de energia, não se considera geralmente que a eficiência é um dos aspetos mais relevantes. A seleção de condutor é geralmente baseada em considerações de carga. Os cabos ACCC são os que oferecem melhores garantias térmicas, elétricas e mecânicas, conduzindo a perdas menos significativas na rede, quando comparadas com o cabo ACCR.

Estes resultados apresentados são unicamente teóricos, com base na fundamentação usada na EDP-Distribuição. Estes tipos de cabos são recentes no mundo elétrico e usados no mercado nacional desde 2010. A EDP conta com 3 linhas equipadas com o cabo ACCC e a REN com algumas linhas equipadas com o cabo ACCR. Por isso, a fidedignidade dos resultados só pode ser provada com o monitoramento dos cabos ao longo dos anos.

Além disso, uma das vantagens da aplicação destes cabos reside na redução significativa do tempo de montagem, uma vez que, apenas são necessárias 2 semanas para colocar a linha operacional, enquanto em novas situações de construção são precisas 30 semanas.

A sua versatilidade e facilidade de instalação, garantem ganhos quase imediatos, fazendo prever uma utilização em larga escala num futuro próximo.

A concretização desta investigação em ambiente empresarial decorreu como inicialmente previsto, visto que foram atingidos todos os objetivos impostos pela EDP. Foi, sem dúvida, uma experiência enriquecedora que permitiu aumentar as competências numa área tão importante no panorama nacional.

8.2 Trabalhos Futuros

Nos dias de hoje, a EDP-Distribuição rege os seus projetos segundo as normas do Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão. Contudo, desde 2002 que existe uma publicação que destaca a obrigatoriedade da aplicação da Norma Europeia EN 50341-1 em Portugal. Um futuro trabalho de investigação pode passar por adaptar e reestruturar os softwares de cálculo da EDP para incorporar esta nova norma.

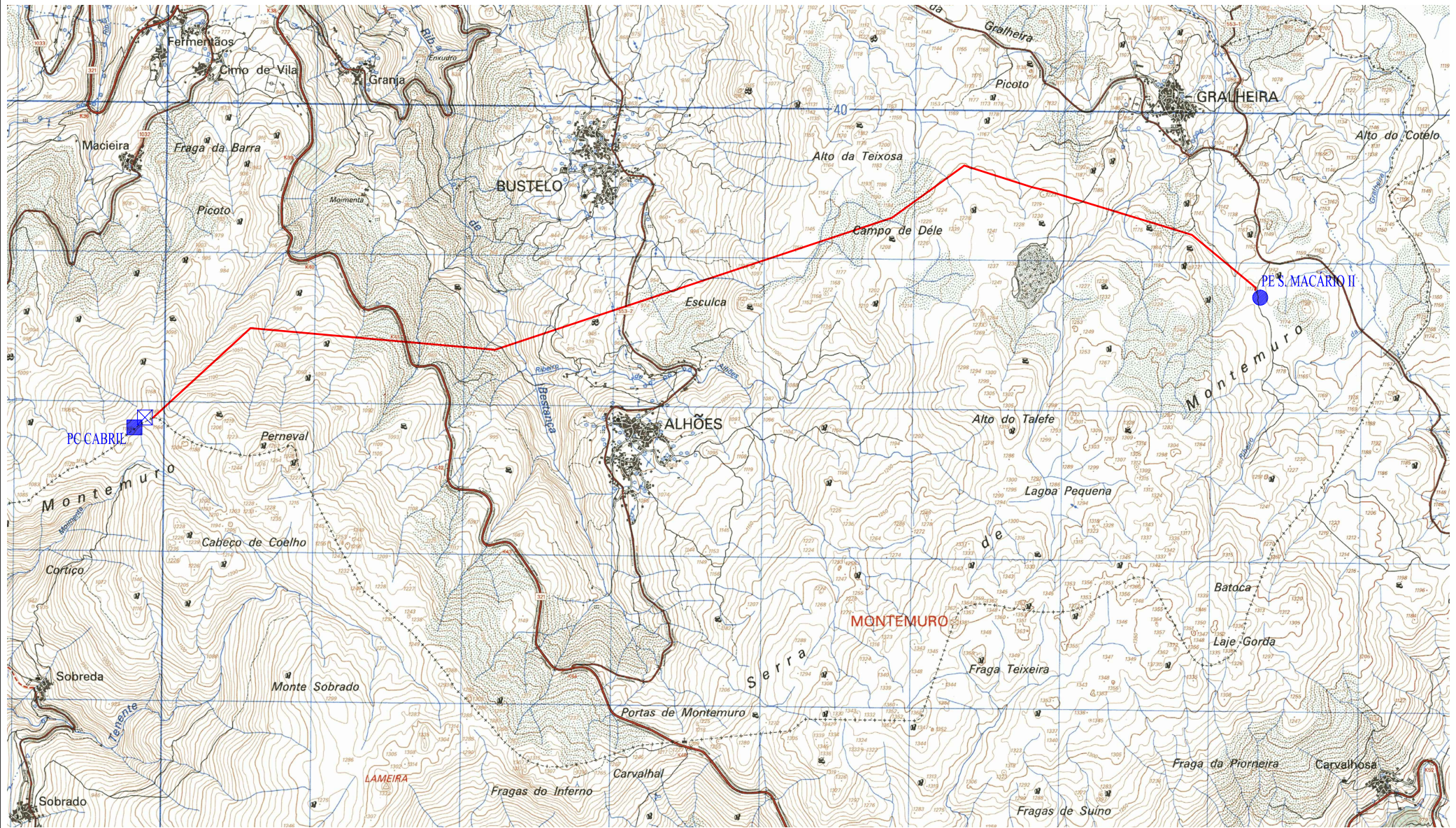
Relativamente aos cabos com núcleo compósito, com o objetivo de continuar a aprofundar o seu estudo, propõe-se os seguintes trabalhos de investigação:

- Construção de uma ferramenta informática que possibilite a monitorização instantânea do cabo, de forma a analisar as várias temperaturas do cabo e as flechas assumidas;
- Estudo da viabilidade económica do projeto de substituição do cabo convencional;
- Estudo da viabilidade do método EPE (Experimental Plastic Elongation) para condutores de alta temperatura.

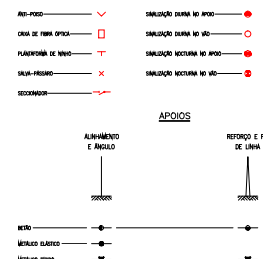
Anexo A

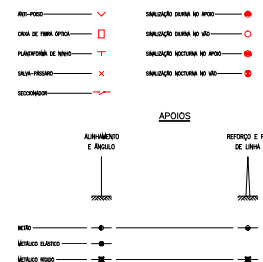
Planta e Perfil da Linha

Para visualizar os ficheiros é necessário fazer uma aproximação pormenorizada das plantas. Para precaver uma má visualização das mesmas, segue anexado a esta dissertação as plantas em pdf.

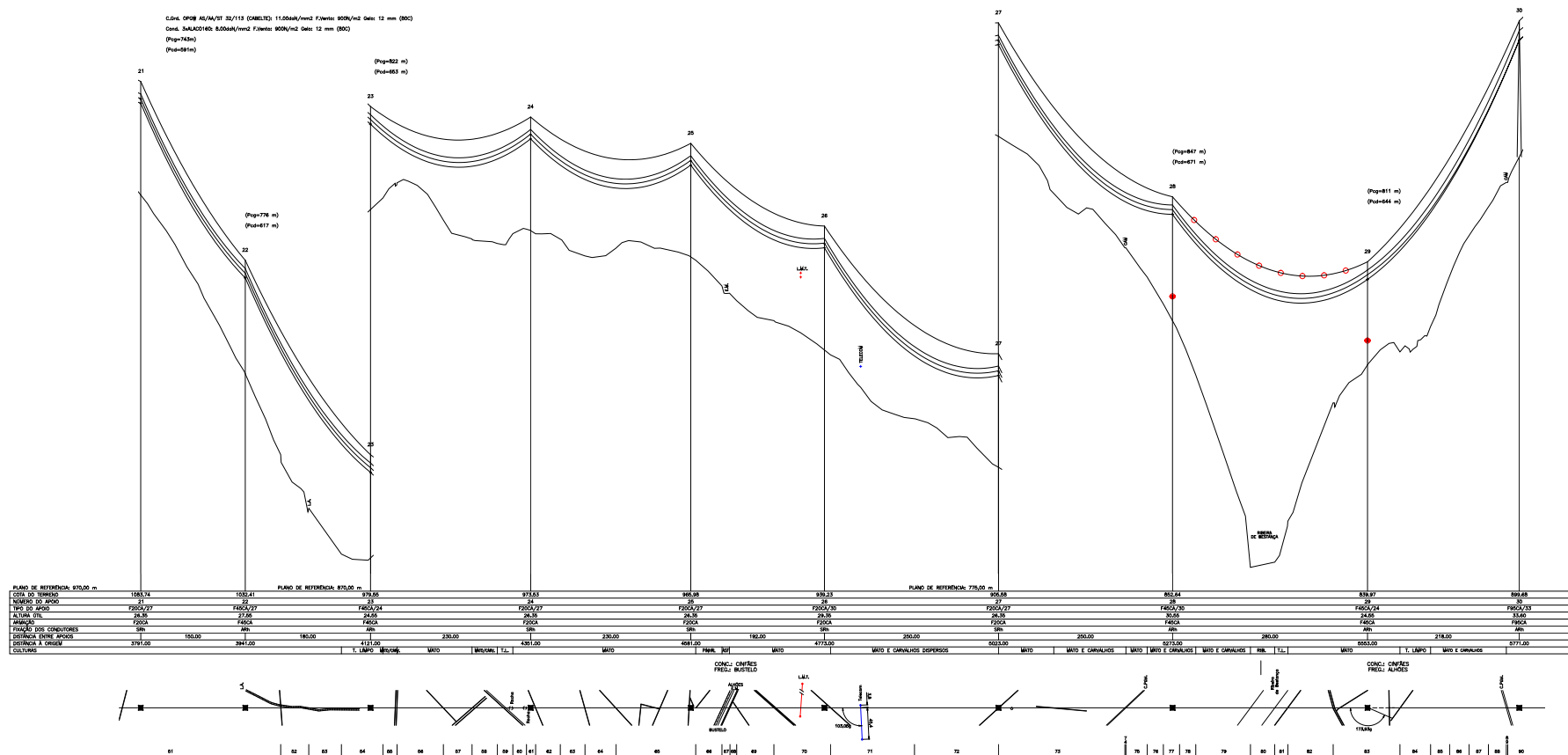


						PROJ.	João		
						LEV. TOP.	Cartaglobo		
						DES.	C.Alfredo		
						VERIF.			
ÍNDICE	DESCRIÇÃO	DATA	ALTERADO	APROVADO			DATA	RUBRICA	
DPC	FORMATO A3	LINHA A 60KV							
	OUTPUT 1x1	PE S.MACÁRIO II (PRE)-PC CABRIL							
	ESCALA 1:25000	PLANTA TOPOGRÁFICA							
		SUBSTITUI		CÓDIGOS DE OBRA		Nº DESENHO		ÍNDICE	
						08-2821		00	

[illegible]

[illegible]

C.Grd. CPQ# AS/AA/ST 32/113 (CABELTE): 11.00ash/mm2 F.Ventis: 900N/m2 Gelo: 12 mm (80C)
Cond. 3aALAC0160: 8.00ash/mm2 F.Ventis: 900N/m2 Gelo: 12 mm (80C)
(Pcg=74.3m)
(Pcd=59.1m)

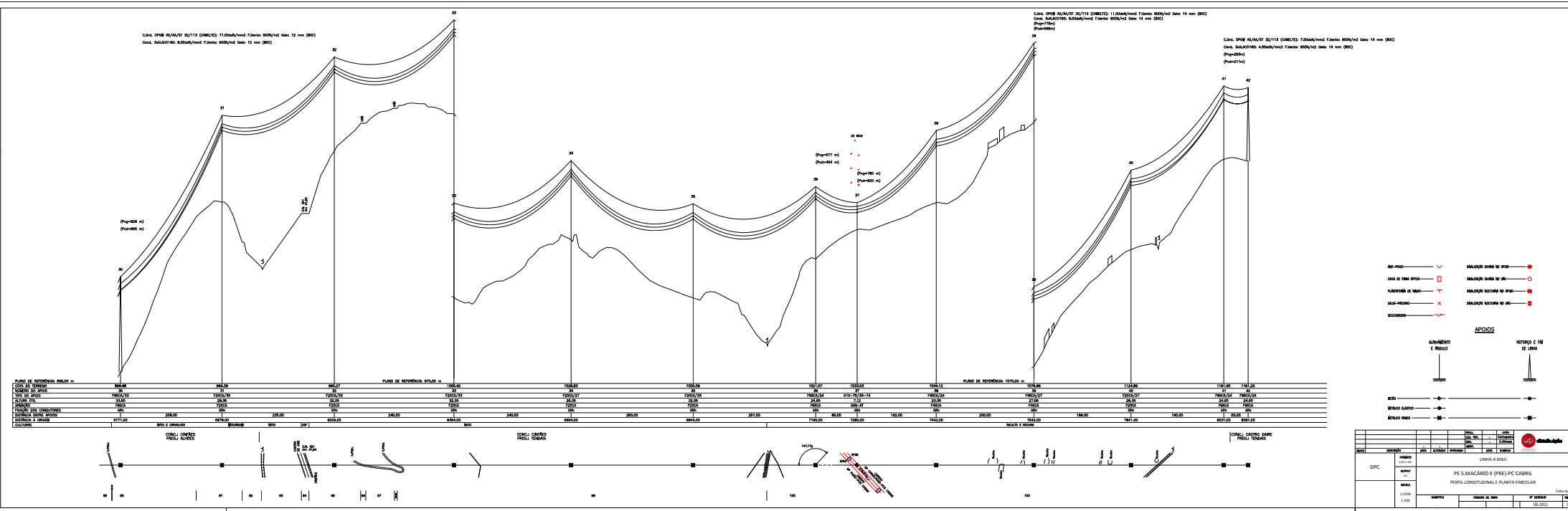


ANTI-POSO	✓	SAUVEDOJA DURMA NO APDO	●
ORCA DE FIBRA OPTICA	□	SAUVEDOJA DURMA NO VAO	○
PLACENTOMIA DE NINHO	†	SAUVEDOJA NOCTURNA NO APDO	●
SALVA-FRANCO	×	SAUVEDOJA NOCTURNA NO VAO	●
SECCIONADOR	✂		

APOLOS

Diagrama de um sistema de controle de posição com realimentação. O sistema recebe uma referência de posição e velocidade, que são integradas para gerar um sinal de posição desejada. Este sinal é comparado com a posição real para gerar um erro, que é então amplificado e integrado para gerar o sinal de controle. O sinal de controle atua sobre o sistema de planta, que produz a posição real.

[illegible]



Anexo C

Parâmetro e Flechas máximas - Parte 1

Cantão	Vão		L[m]	L1 [m]	Cabo condutor [80°C]			Cabo de guarda [80°C]		
					t_i [daN/mm ²]	P [m]	F [m]	t_i [daN/mm ²]	P [m]	F [m]
0	P	1	16	22,17	0,20	57	0,78	0,28	74	0,60
1	1	2	140	141,10	1,02	294	8,39	1,70	447	5,53
2	2	3	210	210,01	2,00	578	9,53	2,78	731	7,55
	3	4	205	205,31			9,10			7,20
3	4	5	216	216,04	1,99	575	10,15	2,76	726	8,03
	5	6	182	182,17			7,21			5,71
	6	7	198	198,19			8,53			6,76
4	7	8	157	160,12	1,94	560	5,62	2,69	707	4,45
	8	9	180	180,66			7,26			5,75
	9	10	182	182,02			7,40			5,86
5	10	11	161	161,75	1,89	547	5,95	2,63	691	4,71
	11	12	161	161,31			5,94			4,70
	12	13	150	150,08			5,15			4,07
6	13	14	180	180,04	1,99	574	7,05	2,76	725	5,59
	14	15	211	211,18			9,70			7,68
	15	16	202	202,02			8,88			7,03
7	16	17	250	250,84	2,04	588	13,34	2,82	742	10,56
	17	18	240	241,43			12,33			9,76
	18	19	240	240,02			12,26			9,70
	19	20	150	152,17			4,86			3,84
8	20	21	160	163,49	2,07	597	5,48	2,85	750	4,36
	21	22	150	158,16			4,97			3,95
9	22	23	180	188,47	2,16	622	6,81	2,97	782	5,42
10	23	24	230	230,04	2,28	657	10,06	3,14	827	8,00
	24	25	230	230,12			10,06			8,00
	25	26	192	193,46			7,06			5,61
	26	27	250	252,67			12,01			9,55
	27	28	250	254,71			12,11			9,62
11	28	29	280	280,62	2,34	676	14,53	3,23	851	11,54
12	29	30	218	228,59	2,25	649	9,59	3,10	817	7,63
13	30	31	208	218,06	2,29	660	8,59	3,16	830	6,83
	31	32	230	231,24			10,07			8,01
	32	33	245	245,47			11,39			9,05
	33	34	240	240,63			10,94			8,69
	34	35	250	250,63			11,87			9,43
	35	36	251	251,14			11,94			9,49
14	36	37	85	85,18	1,60	461	1,96	2,23	588	1,54
15	37	38	162	164,29	2,17	626	5,32	2,99	786	4,23
	38	39	200	203,41			8,13			6,47
16	39	40	199	204,41	1,98	572	8,89	2,75	722	7,04
	40	41	190	193,24			8,02			6,35
17	41	42	50	50,00	0,74	213	1,47	1,08	284	1,10

Anexo D

Distância entre condutores - Parte 1

Apoio	Tipo	D [m]	D esquerda [m]	D direita [m]	D máxima direita [m]	Viola esq?	Viola Dir?
Portico	Amarração	0	0,000	0,930	1,5	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 1	Amarração	2,7	0,930	2,138	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 2	Amarração	2,7	2,138	2,252	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 3	Suspensão	2,7	2,252	2,325	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 4	Amarração	2,7	2,325	2,311	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 5	Suspensão	2,7	2,311	2,140	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 6	Suspensão	2,7	2,140	2,272	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 7	Amarração	2,7	2,272	1,822	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 8	Suspensão	2,7	1,822	2,146	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 9	Suspensão	2,7	2,146	2,160	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 10	Amarração	2,7	2,160	1,864	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 11	Suspensão	2,7	1,864	2,003	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 12	Suspensão	2,7	2,003	1,911	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 13	Amarração	2,7	1,911	1,994	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 14	Suspensão	2,7	1,994	2,381	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 15	Suspensão	2,7	2,381	2,305	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 16	Amarração	2,7	2,305	2,592	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 17	Suspensão	2,7	2,592	2,607	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 18	Suspensão	2,7	2,607	2,601	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 19	Suspensão	2,7	2,601	1,877	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 20	Amarração	2,7	1,877	1,804	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 21	Suspensão	2,7	1,804	1,890	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 22	Amarração	2,7	1,890	1,966	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 23	Amarração	2,7	1,966	2,303	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 24	Suspensão	2,7	2,303	2,414	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 25	Suspensão	2,7	2,414	2,125	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 26	Suspensão	2,7	2,125	2,581	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 27	Suspensão	2,7	2,581	2,589	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 28	Amarração	2,7	2,589	2,687	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 29	Amarração	2,7	2,687	2,258	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 30	Amarração	2,7	2,258	2,158	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 31	Suspensão	2,7	2,158	2,414	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 32	Suspensão	2,7	2,414	2,529	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 33	Suspensão	2,7	2,529	2,490	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 34	Suspensão	2,7	2,490	2,569	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 35	Suspensão	2,7	2,569	2,575	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 36	Amarração	2,7	2,575	1,241	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 37	Amarração	2,5	1,241	1,784	2,5	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 38	Suspensão	2,7	1,784	2,232	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 39	Amarração	2,7	2,232	2,189	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 40	Suspensão	2,7	2,189	2,222	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 41	Amarração	2,7	2,222	1,127	2,7	Não_Viola	Não_Viola
Apoio 42	Amarração	2,7	1,127	0,000	0	Não_Viola	Não_Viola

Anexo E

Esforços nos Apoios- Parte 1

Apoio	Designação	Fx max	Fy max	Fz max	Fx	Fy	Fz
P	Portico	420	2100	2000	310,32	464,21	146,12
1	F95CA/24	8456	907	2695	2256,46	315,05	724,37
2	F95CA/24	8456	907	2695	1210,72	703,87	1401,34
3	F20CA/24	200	1725	2750	0	772,88	1538,16
4	F45CA/24	200	4325	2000	0	2917,36	1649,10
5	F20CA/27	200	1725	2750	0	743,06	1478,84
6	F20CA/27	200	1725	2750	0	711,49	1416,03
7	F95CA/24	8456	907	2695	0	712,64	1418,79
8	F20CA/27	200	1725	2750	0	636,07	1265,98
9	F20CA/24	200	1725	2750	0	679,92	1353,22
10	F45CA/30	200	4325	2000	0	1068,70	1376,91
11	F20CA/24	200	1725	2750	0	609,76	1213,63
12	F20CA/24	200	1725	2750	0	590,47	1175,25
13	F65CA/27	275	6375	2750	0	5410,12	1331,55
14	F20CA/24	200	1725	2750	0	730,78	1454,41
15	F20CA/24	200	1725	2750	0	769,37	1531,18
16	F45CA/27	200	4325	2000	0	2504,10	1757,27
17	F20CA/27	200	1725	2750	0	904,42	1799,88
18	F20CA/30	200	1725	2750	0	886,88	1764,98
19	F20CA/24	200	1725	2750	0	729,03	1450,92
20	F95CA/33	8456	907	2695	0	633,72	1113,66
21	F20CA/27	200	1725	2750	0	588,72	1023,66
22	F45CA/27	200	4325	2000	0	668,79	1173,90
23	F45CA/24	200	4325	2000	0	809,11	1414,85
24	F20CA/27	200	1725	2750	0	851,80	1475,44
25	F20CA/27	200	1725	2750	0	785,15	1360,99
26	F20CA/30	200	1725	2750	0	820,23	1421,22
27	F20CA/27	200	1725	2750	0	921,96	1595,91
28	F45CA/30	200	4325	2000	0	1019,58	1776,27
29	F45CA/24	200	4325	2000	0	3116,12	1679,89
30	F95CA/33	8456	907	2695	0	837,17	1463,04
31	F20CA/30	200	1725	2750	0	813,22	1409,18
32	F20CA/33	200	1735	2750	0	878,11	1520,62
33	F20CA/33	200	1735	2750	0	895,65	1550,73
34	F20CA/27	200	1725	2750	0	904,42	1565,79
35	F20CA/33	200	1735	2750	0	923,71	1598,92
36	F65CA/24	275	6375	2750	0	4923,11	1191,97
37	AK10/14	3400	7500	4000	0	523,22	923,92
38	F45CA/24	200	4325	2000	0	679,92	1180,28
39	F45CA/27	200	4325	2000	0	789,81	1572,33
40	F20CA/27	200	1725	2750	0	727,27	1447,43
41	F95CA/24	8456	907	2695	1210,72	510,94	1017,49
42	F95CA/24	8456	907	2695	2908,40	141,22	264,43

Anexo F

Desvio Transversal das Cadeias de Suspensão- Parte 1

Apoio	i [grados]
3	44,36
5	44,48
6	41,46
8	39,02
9	39,58
11	50,84
12	40,68
14	41,41
15	44,00
17	41,53
18	45,6
19	38,74
21	38,51
24	41,65
25	40,17
26	41,44
27	41,23
31	38,35
32	41,24
33	42,33
34	39,75
35	45,74
38	42,35
40	40,73

Anexo G

Ângulos dos condutores nas fixações- Parte 1

Apoio	δ [grados]
3	181,25
5	182,13
6	175,06
8	174,31
9	173,54
11	191,37
12	180,12
14	177,23
15	180,67
17	172,38
18	180,44
19	169,43
21	177,38
24	177,07
25	174,24
26	177,9
27	173,83
31	167,44
32	174,9
33	177,63
34	167,93
35	182,57
38	183,18
40	176,55

Anexo H

Esforços nos Apoios- Parte 2

Apoio	Designação	Fx	Fy	Fz	Cabo ACCC			Cabo ACCR		
					Fxmax	Fymax	Fzmax	Fxmax	Fymax	Fzmax
P	Portico	420	2100	2000	390	556	147	376	490	146
1	F95CA/24	8456	907	2695	2680	366	738	2299	367	722
2	F95CA/24	8456	907	2695	3187	726	1433	2679	729	1395
3	F20CA/24	200	1725	2750	0	799	1576	0	802	1531
4	F45CA/24	200	4325	2000	0	3518	1687	0	3122	1642
5	F20CA/27	200	1725	2750	0	753	1515	0	756	1472
6	F20CA/27	200	1725	2750	0	735	1450	0	739	1410
7	F95CA/24	8456	907	2695	0	735	1451	0	738	1413
8	F20CA/27	200	1725	2750	0	657	1296	0	660	1260
9	F20CA/24	200	1725	2750	0	703	1386	0	706	1347
10	F45CA/30	200	4325	2000	0	1191	1408	0	1122	1371
11	F20CA/24	200	1725	2750	0	630	1243	0	632	1208
12	F20CA/24	200	1725	2750	0	610	1203	0	613	1170
13	F65CA/27	275	6375	2750	0	6175	1361	0	5855	1326
14	F20CA/24	200	1725	2750	0	689	1490	0	692	1448
15	F20CA/24	200	1725	2750	0	795	1569	0	799	1524
16	F45CA/27	200	4325	2000	0	2975	1798	0	2669	1750
17	F20CA/27	200	1725	2750	0	925	1844	0	929	1792
18	F20CA/30	200	1725	2750	0	917	1808	0	921	1757
19	F20CA/24	200	1725	2750	0	754	1486	0	757	1444
20	F95CA/33	8456	907	2695	0	653	1212	0	656	1179
21	F20CA/27	200	1725	2750	0	608	1050	0	611	1016
22	F45CA/27	200	4325	2000	0	690	1202	0	692	1166
23	F45CA/24	200	4325	2000	0	835	1449	0	838	1405
24	F20CA/27	200	1725	2750	0	881	1514	0	885	1464
25	F20CA/27	200	1725	2750	0	812	1396	0	815	1351
26	F20CA/30	200	1725	2750	0	848	1458	0	852	1411
27	F20CA/27	200	1725	2750	0	954	1638	0	958	1582
28	F45CA/30	200	4325	2000	0	1053	1821	0	1057	1763
29	F45CA/24	200	4325	2000	0	3747	1722	0	3338	1668
30	F95CA/33	8456	907	2695	0	848	1499	0	851	1453
31	F20CA/30	200	1725	2750	0	841	1446	0	844	1399
32	F20CA/33	200	1735	2750	0	908	1560	0	912	1509
33	F20CA/33	200	1735	2750	0	926	1591	0	930	1539
34	F20CA/27	200	1725	2750	0	935	1607	0	939	1554
35	F20CA/33	200	1735	2750	0	955	1641	0	959	1587
36	F65CA/24	275	6375	2750	0	6164	1220	0	5348	1184
37	AK10/14	3400	7500	4000	0	514	945	0	516	918
38	F45CA/24	200	4325	2000	0	703	1211	0	706	1172
39	F45CA/27	200	4325	2000	0	815	1512	0	818	1469
40	F20CA/27	200	1725	2750	0	752	1483	0	755	1441
41	F95CA/24	8456	907	2695	3187	526	1039	2679	528	1013
42	F95CA/24	8456	907	2695	3621	136	269	3113	126	264

Anexo I

Flechas máximas - Parte 2

Cantão	Vão		L[m]	L1 [m]	F ACSR 80°C [m]	F ACCC 180°C [m]	F ACCR 180°C [m]
0	P	1	16	16,00	0,78	0,64	0,78
1	1	2	140	140,00	8,39	6,43	7,84
2	2	3	210	210,00	9,53	7,47	9,20
	3	4	205	205,00	9,10	7,13	8,78
3	4	5	216	216,00	10,15	7,54	9,73
	5	6	182	182,00	7,21	5,36	6,91
	6	7	198	198,00	8,53	6,34	8,18
4	7	8	157	157,00	5,62	4,13	5,41
	8	9	180	180,00	7,26	5,34	6,99
	9	10	182	182,00	7,40	5,44	7,13
5	10	11	161	161,00	5,95	4,38	5,86
	11	12	161	161,00	5,94	4,37	5,85
	12	13	150	150,00	5,15	3,79	5,07
6	13	14	180	180,00	7,05	5,54	6,84
	14	15	211	211,00	9,70	7,62	9,41
	15	16	202	202,00	8,88	6,98	8,61
7	16	17	250	250,00	13,34	10,41	12,74
	17	18	240	240,00	12,33	9,62	11,77
	18	19	240	240,00	12,26	9,56	11,70
	19	20	150	150,00	4,86	3,79	4,64
8	20	21	160	160,00	5,48	4,03	5,49
	21	22	150	150,00	4,97	3,66	4,98
9	22	23	180	180,00	6,81	5,05	6,70
10	23	24	230	230,00	10,06	7,93	9,71
	24	25	230	230,00	10,06	7,93	9,71
	25	26	192	192,00	7,06	5,56	6,81
	26	27	250	250,00	12,01	9,46	11,59
	27	28	250	250,00	12,11	9,54	11,68
11	28	29	280	280,00	14,53	11,35	13,76
12	29	30	218	218,00	9,59	7,59	9,39
13	30	31	208	208,00	8,59	5,29	8,27
	31	32	230	230,00	10,07	6,21	9,69
	32	33	245	245,00	11,39	7,02	10,96
	33	34	240	240,00	10,94	6,74	10,52
	34	35	250	250,00	11,87	7,31	11,42
	35	36	251	251,00	11,94	7,36	11,49
14	36	37	85	85,00	1,96	1,38	2,15
15	37	38	162	162,00	5,32	3,95	5,21
	38	39	200	200,00	8,13	6,03	7,97
16	39	40	199	199,00	8,89	6,60	8,55
	40	41	190	190,00	8,02	5,96	7,71
17	41	42	50	50,00	1,47	1,16	1,52

Referências

- [1] EDP. Universidade EDP - Escola de Distribuição. 2012.
- [2] Disponível em <http://www.electricaledition.com/2015/12/insulators-types-electrical-insulators-in-overhead-transmission-lines.html>, acessado a última vez em 20 de maio de 2016.
- [3] Robson Dos Santos Felipe Cordeiro Borduchi, Jonny Durão. Estudo do desempenho de cabos do tipo optical ground wire (opgw) quando submetidos aos ensaios de descargas atmosféricas e curto-circuito, 2013. Disponível em http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/1928/1/CT_COELE_2013_1_11.pdf, acessado a última vez em 17 de maio de 2016.
- [4] Disponível em <https://web.fe.up.pt/~ee98096/cabos.htm>, acessado a última vez em 17 de maio de 2016.
- [5] Vera Mónica Quintela da Silva. Automatização do projeto de linhas elétricas: Criação de modelo matemático para minimização de custos. 2014.
- [6] Metalgalva Irmãos Silva. Apoios Série F. 2003.
- [7] Disponível em <http://noticiasdoribatejo.blogs.sapo.pt/vila-franca-de-xira-sinalizacao-de-3240715>, acessado a última vez em 29 de maio de 2016.
- [8] Minimizar a mortalidade de aves estepárias em linhas elétricas, 2013. Disponível em <http://www.lifeesteparias.lpn.pt/Noticias-e-Destaques/News.aspx?tabid=2332&code=pt&ItemID=230>, acessado a última vez em 20 de maio de 2016.
- [9] Luís Gonçalo de Oliveira Silva. Fases de instalação de uma linha aérea de transmissão de energia. 2012.
- [10] MRocha. Catalogo. 2016.
- [11] Cabelte. Características Técnicas dos Condutores de Energia e Cabos Eléctricos.
- [12] Helder Leite. Elaboração de Projetos de Linhas Aéreas de Distribuição de Energia, 2008/09.
- [13] Disponível em <http://mathyear2013.blogspot.pt/2013/07/the-catenary-and-parabola.html>, acessado a última vez em 8 de Abril de 2016.
- [14] Joel da Silva Ramires et al. Projecto de linha de alta tensão: estudo do comportamento eléctrico. 2014.

- [15] SOLIDAL. Solidal - Condutores eletricos. Disponível em <http://www.solidal.pt/var/imagens/gerais/File/guiatecnico/guiatecnico.pdf>.
- [16] Guia Técnico do Projectista de Linhas Aéreas de Transporte de Energia.
- [17] Ahmad Alawar, Eric J Bosze, e Steven R Nutt. A composite core conductor for low sag at high temperatures. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 20(3):2193–2199, 2005.
- [18] CTC Global. Engineering Transmission Lines with High Capacity Low Sag ACCC® Conductors. 2011.
- [19] Glenmar E. Cambr. 3mTM accr. Disponível em <https://d2oc0ihd6a5bt.cloudfront.net/wp-content/uploads/sites/837/2015/06/HTLS-DDW-ADB-3M-ACCR-PreR11.pdf> , acedido a última vez em 16 de junho de 2016.
- [20] 3mTM Aluminum Conductor Composite Reinforced (ACCR) High-capacity transmission conductor. Disponível em http://multimedia.3m.com/mws/media/4805560/3mtm-accr-technical-summary-metric-units.pdf?fn=ACCR_CombinedMetric_2014_Celum_8 , acedido a última vez em 16 de junho de 2016.
- [21] Tim Kavanagh. An evaluation of High Temperature Low Sag conductors for uprating the 220kv transmission network in ireland. 2010.
- [22] José Pedro Carvalho Magalhães. Cabos de Alta Temperatura em Linhas Aéreas AT- Condições de Falha Térmica/Mecânica. 2013.
- [23] Filipe Manuel Xavier Matos. *Desenvolvimento de Algoritmo para Projeto de Linhas Baseado em Minimização de Custos*. Tese de doutoramento, Universidade do Porto, 2015.
- [24] Luís Filipe Soares Rocha. Projeto de Linha aérea de Alta tensão–Estudo sobre a utilização de Cabo de Guarda, 2014.
- [25] EDP Distribuição. Procedimentos para aceitação de materiais e equipamentos fornecidos à EDP distribuição. Disponível em <http://www.edp.pt/pt/fornecedores/EDPDocuments/Documentos/Procedimentos%20para%20aceitaç~ao%20de%20materiais%20e%20equipamentos%20fornecidos%20à%20EDP.pdf>, acedido a última vez em 20 de maio de 2016.
- [26] EDP Distribuição. Guia de Boas Práticas para a Integração Paisagística de Infraestruturas Elétricas. (vol. 1), 2011.
- [27] J. M. B. Forte. Projecto e licenciamento de linhas MT - isoladores. Disponível em <http://paginas.fe.up.pt/~ee99047/LNMT-Isoladores.html>, acedido a última vez em 20 de maio de 2016.
- [28] José Rui Ferreira. "linhas de transmissão - Apontamentos de Sistemas Elétricos de Energia i. 2004. Disponível em <http://paginas.fe.up.pt/~mam/Linhas-01.pdf> , acedido a última vez em 4 de Abril de 2016.
- [29] EDP Distribuição. Guia de Boas Práticas para a Integração Paisagística de Infraestruturas Elétricas. (vol. 2), 2011.

- [30] Edvard Csanyi. Design of overhead transmission line foundation. Disponível em <http://electrical-engineering-portal.com/author/edvard> , acedido a última vez em 16 de Junho de 2016.
- [31] Disponível em <https://web.fe.up.pt/~ee98096/tiposdeapoios.htm>, acedido a última vez em 20 de maio de 2016.
- [32] Nuno Sequeira. Projecto de Linha Aérea de Alta tensão conforme a norma en50341-1. *relatório de projecto, versão provisória, FEUP*, 2009.
- [33] Alen Hatibovic. Integral calculus usage for conductor length determination on the basis of known maximal sag of a parabola. *Periodica Polytechnica. Electrical Engineering and Computer Science*, 56(2):35, 2012.
- [34] CTC GlobalAlawar. Engineering Transmission Lines with High Capacity Low Sag ACCC Conductors. 2011.
- [35] RS Gorur, Nikhilesh Chawla, J Hunt, e M Dyer. Mechanical and electrical issues concerning the use of composite materials for the supporting core in transmission line conductors. Em *2006 IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, páginas 501–504. IEEE, 2006.
- [36] Igor Albizu, A Javier Mazón, Victor Valverde, e Garikoitz Buigues. Aspects to take into account in the application of mechanical calculation to high-temperature low-sag conductors. *IET generation, transmission & distribution*, 4(5):631, 2010.